



UNIVERSITÀ DI PISA

DIPARTIMENTO DI ECONOMIA E MANAGEMENT

**Corso di Laurea Magistrale in
Strategia, Management e Controllo**

Tesi di Laurea

**La valutazione con il metodo RAB delle aziende
operanti nella distribuzione del gas naturale**

**Candidato:
Filippo Tozzi**

**Relatore:
Prof. Enrico Gonnella**

ANNO ACCADEMICO 2014-2015

INDICE

PREMESSA	5
MOTIVAZIONI E STRUTTURA DELLA TESI	7
1 IL MERCATO DEL GAS E QUADRO NORMATIVO	
1.1 Il gas naturale come fonte di energia	9
1.2 Il mercato del gas10
1.3 La filiera del gas16
1.3.1 Produzione e importazione17
1.3.2 Il vettoriamiento e la fase midstream	20
1.3.3 La distribuzione e la vendita	22
1.4 Liberalizzazione e Regolamentazione del settore	24
1.4.1 Primo pacchetto normativo e avvio Unbundling.	
Direttiva 98/30/CE e Decreto Letta	25
1.4.2 Secondo pacchetto normativo Direttiva 2003/55/CEE	32
1.4.3 Terzo pacchetto normativo e direttiva 2009/73/CE	34
2 IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS IN ITALIA	37
2.1 Riflessioni generali sull'attività di distribuzione	37
2.2 Il servizio di distribuzione del gas come servizio pubblico	38
2.3 La concorrenza nella distribuzione	41
2.4 La concentrazione e il meccanismo delle gare	45
2.4.1 Il soggetto "Stazione appaltante" Caratteristiche e ruoli	50
2.4.2 Requisiti di Partecipazione e criteri di aggiudicazione	52
2.5 La proprietà delle reti e il rimborso dei gestori uscenti	56
2.5.1 Valore di rimborso nel primo periodo	60
2.5.2 Valore di rimborso nel periodo a regime	69
2.5.3 Differenza VIR-RAB, caratteristiche generali-	70

3	VALUTAZIONE DELLE SOCIETA' POWER AND ENERGY	75
3.1	Aspetti generali e attività di regolamentazione	75
3.2	La Regulatory asset base - RAB	77
3.3	La valutazione con il metodo RAB	94
3.4	I criteri valutativi, richiami metodologici	101
3.4.1	Il metodo patrimoniale	101
3.4.2	Il metodo dei Flussi	102
3.4.3	I metodi Misti	107
3.4.4	Somma delle parti e metodo dei dati comparabili	110
3.5	RAB vs DCF e RAB vs Multipli	110
4	IL CASO ASM BRESCIA S.P.A: CONFERIMENTO DI RAMO AZIENDALE IN CIGE S.P.A	113
4.1	Caratteristiche delle società interessate	113
4.2	La scelta del metodo principale	113
4.3	La valutazione con il metodo prescelto	115
4.4	La valutazione con i metodi di controllo	123
4.5	La valutazione con il metodo RAB	124
	Conclusioni	133
	Tabelle	135
	Bibliografia e Appendice Normativa	137

Premessa

L'universo delle attività regolamentate e delle aziende che vi operano, si propone come un tema di indubbio fascino per gli studiosi di problematiche economiche e finanziarie. In Europa i provvedimenti intrapresi hanno avuto sempre l'obiettivo di trovare un equilibrio tra efficienza economica e diritto dei cittadini ad un servizio universale. In tema di valutazione economica del capitale d'impresa, al di là delle formule valutative, emerge la necessità per l'analista di comprendere gli aspetti che qualificano il valore d'impresa, studiarne le dinamiche e mediante opportune formule, renderne esplicito il su detto valore. Nel settore delle utility e specialmente nel settore del gas che sarà l'oggetto della tesi, con l'emanazione del d.lgs n.164 o meglio conosciuto come "Decreto Letta" si è assistito a una moltiplicazione dei soggetti imprenditoriali presenti nel mercato, con caratteri sostanzialmente diversi fra loro che richiedono riflessioni specifiche sulle fonti di valore e sulle quantità da impiegare nella valutazione. Infatti il Decreto Letta recependo la normativa comunitaria 98/30 ha gettato le basi per la rivoluzione nei vari settori, riordinandoli e tracciando le linee guida rilevanti per la concorrenza, la separazione delle attività della filiera, la definizione dei clienti idonei e le condizioni di reciprocità. Da queste poche osservazioni si nota come il problema della valutazione del capitale delle public utility sia di notevole interesse e sotto diversi profili, di complessità non trascurabile. Nel corso del periodo transitorio durato fino al 31/12/2012 si è assistito a una notevole produzione di operazioni gestionali, quali fusioni, scorpori, cessioni, trasformazioni, acquisizioni etc.

La maggior parte di queste operazioni sono nate per adeguarsi ai cambiamenti strutturali obbligati dal decreto, e sono state occasioni per procedere a determinare il valore del capitale delle aziende. È in questo contesto che si colloca l'indagine svolta nel seguente lavoro. Infatti l'elaborato si propone di analizzare una delle metodologie forse più idonee nella valutazione delle public utility, ovvero la metodologia di valutazione tramite il metodo RAB. Le public utilities sono regolate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) la quale ne definisce i ricavi massimi ammessi, ottenuti tramite un meccanismo basato sul tasso di rendimento del capitale investito netto regolato ai fini tariffari, ovvero la RAB. Si evidenzia perciò l'importanza che ha il capitale investito nelle aziende operanti nei settori energy. Questo valore infatti sarà la base dei flussi di cassa e la grandezza su cui si baserà il valore del capitale.

Motivazioni e struttura della tesi

La presente tesi, si propone di individuare il valore del capitale di aziende operanti nella distribuzione del gas naturale attraverso la metodologia RAB.

Questa metodologia si dimostra di particolare interesse vista la carenza di pubblicazioni a riguardo e una scarsa propensione al suo utilizzo in Italia.

Sotto il profilo tecnico questa metodologia si annovera tra i metodi misti di valutazione, dove il valore dell'azienda viene definito guardando, da un lato, al valore della struttura patrimoniale, e dall'altro alla capacità reddituale dell'azienda.

L'AEEG stabilendo il valore della RAB di ogni singola azienda e aggiornandolo di anno in anno in base all'inflazione, agli incentivi e ai benefici fiscali per i nuovi investimenti compie una sorta di "certificazione" del capitale, e quindi consente di recuperare la validità del modello EVA poiché la base del valore d'impresa è dato dall'autorità.

Per spiegare al meglio la metodologia di valutazione, il presente lavoro parte da un quadro generale del settore del gas, approfondendo l'importanza dell'idrocarburo e analizzando la struttura del mercato.

Inoltre nel primo capitolo si è analizzato ogni singola attività della filiera e il processo dell'Unbundling nelle sue caratteristiche più importanti.

Questo ha portato ad uno studio sul Decreto Letta e sui suoi effetti. Il secondo capitolo invece si concentra sull'attività di distribuzione del gas, sulle sue norme specifiche e pone l'attenzione sul tema delle gare, specialmente per quanto riguarda la determinazione del valore di rimborso.

Quest'ultime sono un tema molto complesso dato che ad oggi le gare hanno avuto un'applicazione assai limitata, a causa delle successive proroghe del regime transitorio e delle difficoltà, per gli Enti locali, di espletare gare assai complesse in un contesto normativo ancora molto incerto e in continua trasformazione

Il terzo capitolo rappresenta il cuore della tesi, infatti in questa parte viene analizzato come è articolato il capitale investito delle aziende di distribuzione e come viene calcolato.

Attraverso le formule si arriva a definire la RAB nelle sue componenti e si spiega la sua importanza nel definire i costi e i ricavi di questo tipo di aziende.

Una volta ben chiaro tutto ciò si è passati all'analisi del metodo di valutazione, studiando la sua struttura, le differenze e le analogie dal metodo da cui deriva (il metodo EVA) e comparandolo infine ai metodi più utilizzati nella prassi.

Infine viene illustrato il caso ASM Brescia che ha per oggetto il conferimento in una sua partecipata del ramo d'azienda operante nella distribuzione del gas. Alla fine dell'analisi si è applicato la metodologia studiata nell'elaborato come metodo di controllo a quelli scelti dall'esperto, questo è stato fatto non tanto per cercare un valore certo del capitale ma bensì per cercare di validare i caratteri che si incontrano in linea teorica.

1 IL MERCATO DEL GAS E QUADRO NORMATIVO

1.1 Il gas naturale come fonte energetica

Il gas naturale rappresenta una delle principali fonti di energia che soddisfano la relativa domanda. Queste oltre al gas si possono individuare in carbone, petrolio, nucleare ed energie rinnovabili. Dalla metà del secolo scorso ad oggi il contributo individuale dato alla domanda globale di energia è stato molto variabile e perciò anche il tasso di utilizzo per alcune fonti ha avuto delle variazioni, crescente per alcune e decrescente per altre. Possiamo dire che il contributo del petrolio è stato senza dubbio il più importante e il carbone viceversa ha avuto un'incidenza sempre minore. Per quanto riguarda il nucleare e le energie rinnovabili sulla domanda primaria si registra un tasso di utilizzo inferiore al 10%. La fonte di energia che sembra destinata ad influire sempre più nello scenario energetico globale pare proprio il gas naturale, che ad un contributo iniziale dell'11%, è arrivato ad incidere ad oggi per il 26% (con trend positivo) e un tasso di crescita, stimato da oggi al 2030, del 2.1% l'anno¹.

Le ragioni del “successo” del gas sono molteplici, in primo luogo le riserve note di gas sono molto abbondanti; in secondo il suo sfruttamento comporta un ragionevole bilanciamento tra costi fissi e costi variabili nella produzione di energia elettrica². Per quanto riguarda l'impatto ambientale invece emette una minore quantità di gas a effetto serra durante il ciclo di combustione. Questo avviene perché il gas naturale possiede la struttura molecolare più semplice tra tutte le fonti di energia fossili presenti in natura e rispetto al carbone e al petrolio ha un minore contenuto di carbonio, quindi, nel processo di combustione, il gas naturale emette una quantità di anidride carbonica inferiore

Per questo motivo, l'energia prodotta dal gas naturale è la più pulita tra le fonti fossili.³ Se nel gas è presente soltanto il metano, e mancano quindi gli idrocarburi superiori, si dice che il gas è secco (dry) diversamente è umido (wet).

Inoltre esiste un tipo di gas non convenzionale che potrebbe contribuire a fare di questo idrocarburo un protagonista del futuro energetico mondiale, ovvero lo shale gas, vale a dire il gas intrappolato in accumuli di rocce argillose che si trovano a profondità comprese tra i 2000 e i 4000 metri. Oltre ad avere dei punti di forza come accennato in

¹Frusciante A., Le vie del gas: l'Italia e le politiche energetiche dell'UE, storia e problemi.-.

²Stagnaro C., Il mercato del gas naturale, Rubbettino, 2009, p.13

³Martinis B., Petrolio e gas naturale, Utet, Torino, 1985 p.26

precedenza presenta anche delle criticità tecniche dello sfruttamento che sono legate soprattutto alle condizioni di trasporto dal luogo di produzione a quello di consumo; dal momento che lo stato di aggregazione del combustibile è quello gassoso⁴. Infatti per ridurre i volumi il gas deve essere trasformato allo stato liquido, ma suddetto processo richiede tecnologie molto avanzate e il processo è alquanto costoso. Queste criticità sono il motivo per il quale il mercato del liquefied-natural è ancora poco attrattivo rispetto al trasporto del gas via tubo. Il trasporto per mezzo dei gasdotti, pur non essendo esente da difficoltà, è ancora oggi il sistema più utilizzato come si vede in figura 1⁵

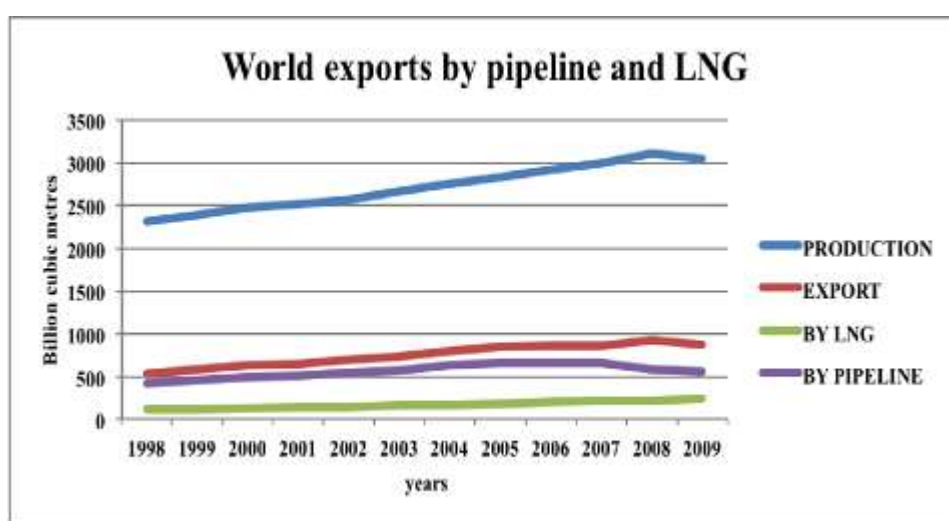


Figura 1 Comparazione LNG e Gasdotti

Quando si parla di riserve di gas, si tiene conto solo della stima di quello presente nei giacimenti convenzionali già scoperti; invece la quantificazione, l'estrazione e lo sfruttamento di gas nei giacimenti di carbone, nelle aree di permafrost, nei fondali e nei giacimenti di shale gas ancora oggi di difficile attuazione per l'esistenza di ostacoli tecnici e di elevati costi ambientali.⁶

1.2 Il mercato del gas

Una peculiarità da evidenziare sul mercato del gas è che attualmente non esiste un mercato globale del gas come quello del petrolio, o meglio non è ancora strutturato come tale. Il petrolio a differenza del gas è quotato in borsa, e il suo prezzo si forma

⁴ Frusciante A., Le vie del gas: l'Italia e le politiche energetiche dell'UE, storia e problemi

⁵ Fonte: ibidem

⁶ Fonte: ibidem

tramite contrattazione alla borsa di New York . E esso ha come principale riferimento il WTI, un tipo di petrolio prodotto in Texas di elevata qualità dalla cui raffinazione si ottiene un'alta percentuale di benzine e gasolio leggero. Il prezzo degli altri tipi di petrolio è valutato in base al prezzo del WTI che si forma al Nymex (New York Mercantile Exchange), ossia il principale mercato mondiale per futures ed options sui prodotti energetici⁷. Le contrattazioni avvengono con il sistema dell'Open Auction, ovvero un'asta continua. Il mercato del gas è invece ha una forte tendenza a rimanere nei confini regionali, dato che le metodologie di trasporto e distribuzione utilizzate continuano ad avere grosse limitazioni sulle distanze, dato l'ingente investimento che occorre per sviluppare le reti il gas giungerebbe a destinazione a prezzi troppo elevati. Non esiste perciò un mercato globale, ma più mercati in 5 grandi aree: una è costituita da Europa, Russia e Nord Africa; l'altra è quella del Nord America, che comprende USA, Messico e Canada: le altre sono Asia e Pacifico, Medio Oriente e infine il Sud America.

Dati i grossi investimenti in infrastrutture dei gasdotti per recuperare l'investimento i contratti di fornitura devono avere una lunghezza minima di almeno 10/15 anni. Un'altra caratteristica dei contratti di fornitura è la presenza della condizione Take or Pay che obbliga l'acquirente a consumare per intero i volumi di gas pattuiti. L'assenza di un mercato globale implica un prezzo non univoco e perciò variabile da area ad area. Inoltre il prezzo del gas dipende in piccola parte anche dal grado di sostituibilità con altre fonti di energia primaria. Per esempio nel 1973, con lo shock petrolifero si ebbe una correlazione tra prezzo del gas e quello del petrolio, stabilendo un principio che tutt'ora è ancora valido; ovvero che il prezzo contrattato deve essere competitivo con quello del prezzo a consumatore dei carburanti alternativi⁸. Questi continui confronti con il mercato del petrolio sono utili per individuare le varie peculiarità del mercato del gas. A un'attenta analisi notiamo come il mercato del gas sia in crescita rispetto a quello del suo succedaneo, e questo è supportato anche da un aumento della domanda di gas. La maggior parte delle riserve documentate di gas si trova nell'area Russa e in Medio Oriente e il loro volume stimato è di circa 193.117 miliardi di metri cubi. Quelle riguardanti il petrolio corrispondono invece a 1.191.066 milioni di barili.

Attualmente le grandi compagnie di Stato dei Paesi produttori sono sempre più presenti sul mercato internazionale, al punto di avere un ruolo rilevante anche nei Paesi clienti,

⁷ Frusciante A., Le vie del gas. L'Italia e le politiche energetiche UE, storia e problemi

⁸ Fonte: ibidem

adottando strategie di penetrazione dei mercati determinate ed aggressive. Le più importanti, per quanto riguarda il mercato europeo, sono la russa Gazprom, l'algerina Sonatrach, la SaudiAramco (un tempo compagnia americana, e dal 1980 di proprietà saudita), a cui si affiancano la Petrochina in forte crescita in Asia e Africa, la Petrobras (Brazil) e la Pdvsa che si dividono il mercato sudamericano.⁹

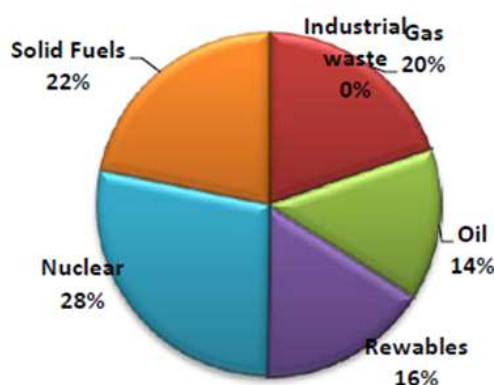
Come accennato all'inizio del capitolo il mercato del gas si presenta come frazionato, ma si sta osservando come ci si stia avviando verso un'interconnessione sia a livello regionale che mondiale. Questa tesi è supportata dall'aumento dei contratti che hanno per oggetto il GNL. Infatti attraverso le navi metanieri è possibile trasportare il gas in posti dove non arrivano i gasdotti.

Per quanto riguarda i mercati, quello europeo è il più grande mercato energetico regionale del mondo, con 500 milioni di persone e 20 milioni di società impiegate nel settore e attive sul territorio. Attualmente il consumo del gas a livello mondiale può essere ripartito in tre grandi aree: il 50% è consumato dai paesi membri dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo il restante 50% si suddivide equamente tra Russia-Caspio e gli altri paesi.

Questo vuol dire che l'energia ha un ruolo cruciale sia per l'economia quanto per normali attività come cibarsi, riscaldarsi e spostarsi. L'offerta globale di energia a livello europeo si è ridotta negli ultimi anni non essendo più in grado di coprire neanche la metà della domanda. Attualmente la il contributo maggiore di offerta energetica è data dal nucleare (30%), seguito dal combustibile solido (22%) e dal gas (20%). (figura 2). Nonostante che il gas rappresenti circa il 27% dell'energia importata, si può notare come le importazioni di gas dalla Russia a livello europeo si sono leggermente ridotte nell'ultimo quindicennio grazie all'importazione di GNL, e perciò utilizzando il trasporto tramite navi. Questo ha avuto l'effetto di ridurre la dipendenza europea dalla potenza russa.

⁹ Frusciante A., Le vie del gas. L'Italia e le politiche energetiche UE, storia e problemi

Figura 2 Produzione europea di energia (milioni di SMQ a 38.1 Mj/m3)



Fonte: European Council

All'interno dell'Europa il mercato più maturo è quello olandese, dove la quota del gas copre circa il 50% del consumo primario di energia. Gli altri paesi che più hanno sviluppato tale risorsa energetica sono il Regno Unito (36,7%) e l'Italia (38,3%). In Francia il ruolo del gas naturale è stato contenuto (14,3%) dallo sviluppo delle centrali nucleari, mentre in Germania (22,9%) la presenza di importanti miniere di carbone ha rappresentato un fattore di freno all'utilizzo del gas naturale¹⁰. Il maggior produttore europeo, la Norvegia, non appartiene all'Unione Europea, ma si può comunque evidenziare come tutti i paesi europei importatori acquistano la maggior parte di del gas naturale da paesi extra europei.

Riassumendo, si può evidenziare come mercato europeo del gas si caratterizza per il ruolo centrale di questo combustibile nel mix energetico, e una forte dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento.

Guardando al mercato italiano è possibile effettuare una ricostruzione in tre fasi dello sviluppo storico del mercato del gas naturale. Nella prima fase tra il 1950 e il 1970, con la legge istitutiva dell'ENI del 1953 n. 136 ci fu l'avvio dell'industria del gas naturale in Italia. Con questa legge si gettarono le basi per una struttura monopolistica del settore, per effetto dei privilegi accordati ad Eni riguardanti lo sfruttamento dei giacimenti in Val Padana. L'obiettivo era quello di non essere più dipendente dal petrolio estero sviluppando una risorsa energetica interna. Questo obiettivo fu ricercato attraverso una politica dei prezzi competitiva in modo da sottrarre quote di mercato all'olio

¹⁰ Autorità garante della concorrenza e del mercato., Indagine conoscitiva del settore del gas metano

combustibile, principale sostituto del gas negli usi industriali. Questa strategia fu perseguita applicando degli sconti sui prezzi di circa il 10–15%.

La seconda fase, avvolge gli anni '70 e '80 e vede una forte crescita della domanda spinta dagli usi civili che hanno un innalzamento del 20 % dal 1970 al 1982 arrivando a una quota di mercato del 41%. La restante quota di consumi era distribuita tra l'industria (43%), le aziende termoelettriche (12%) e il 2% per altri usi.

L'aspetto fondamentale di questa seconda fase è rappresentato dall'avvio della diffusione delle reti di distribuzione del metano sul territorio e dall'utilizzo negli usi domestici, in quelli industriali di minore dimensione e nel terziario.¹¹ Il miglioramento dell'infrastruttura di trasporto e di distribuzione da parte di SNAM ha innalzato i consumi. Questa forte espansione ha modificato l'importanza e i ruoli dei diversi soggetti che interagivano nel sistema metano ed anche le politiche di regolamentazione del settore. Se nella prima fase i legami erano soprattutto tra il produttore nazionale (Agip), la SNAM tramite la rete di trasporto e altri grandi utenti industriali, la seconda fase vede spiccare Snam, sia nella fase upstream per quanto riguarda l'importazione che nel downstream per quanto riguarda la rete distributiva.

La terza fase è quella in cui ci si trova tuttora e si caratterizza per la crescita di tutte le tipologie di consumo.

L'attuale situazione energetica in Italia è molto diversa da come i grandi gruppi energetici se la immaginavano solo quattro anni fa. Enel, Eni e Unione Petrolifera nel 2010 prevedevano ad esempio che in questo decennio il gas sarebbe stato protagonista indiscusso del nostro sistema energetico e che la domanda nazionale di gas avrebbe toccato quota circa 100 miliardi di metri cubi (Gmc).¹²

Osservando le elaborazioni di Staffetta Quotidiana¹³ sui dati di Snam Rete Gas, nel 2014 sono stati consumati in Italia soltanto 61,4 miliardi di metri cubi gas, oltre 8 miliardi in meno (-11,6%) rispetto al 2013, ben 19 miliardi in meno (-23,8%) rispetto al 2004 e perfino oltre un miliardo in meno rispetto al 1998. Nel 2013 il calo di consumo di gas era stato del 6,4%¹⁴. Rispetto al 2012 la diminuzione è stata del 17,3% nel 2014. La flessione dei consumi di gas continua ininterrottamente dal 2008, anno di inizio della

¹¹ Checchi C., Galletta R., *Shale gas e offerta di gas nel medio periodo*, n.33 dicembre 2010, Gestore dei Mercati Energetici

¹² Redazione Qualenergia., articolo i Consumi gas, in calo del 20% in meno di 10 anni. Crollo per il termoelettrico

¹³ Staffetta quotidiana studio 2013

¹⁴ DirettaNews., articolo : Crolla il consumo di gas in Italia ai minimi del 1998

crisi economica, con l'unica eccezione del 2010, quando si sono avute temperature inferiori alla media e l'anno più freddo dell'ultimo decennio.¹⁵

Nella figura 3 si evidenziano i consumi, l'importazione e la produzione nazionale di gas dal 1997 al 2013.

CONSUMO INTERNO LORDO DI GAS NATURALE IN ITALIA			
<i>milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc</i>			
	consumi lordi	import	prod. naz.
1997	57.838	38.962	19.239
1998	62.600	42.700	18.900
1999	68.100	49.500	17.400
2000	70.900	58.800	16.600
2001	71.500	54.800	15.500
2002	71.000	58.100	14.300
2003	77.354	62.144	13.885
2004	80.609	67.908	12.961
2005	86.265	73.460	12.071
2006	84.483	77.399	10.979
2007	84.897	73.950	9.706
2008	84.883	76.867	9.255
2009	78.024	69.250	8.013
2010	83.097	75.354	8.406
2011	77.917	70.369	8.449
2012	74.915	67.725	8.605
2013	70.069	61.966	7.735
Consumo Interno Lordo = prod. naz. + import - export - variazione scorte			

Figura 3Fonte: Elaborazione staffetta quotidiana

Nel grafico sotto sono evidenziati i consumi settoriali di gas naturale. Come si può notare, dal punto massimo raggiunto nel 2005, la domanda complessiva ha avuto una diminuzione di quasi il 20%.

Se negli usi civili questa è rimasta stabile, non si può dire altrettanto per gli usi industriali (calo della domanda di circa 1/3)e per quella relativa alla generazione elettrica.

¹⁵ Fonte: ibidem

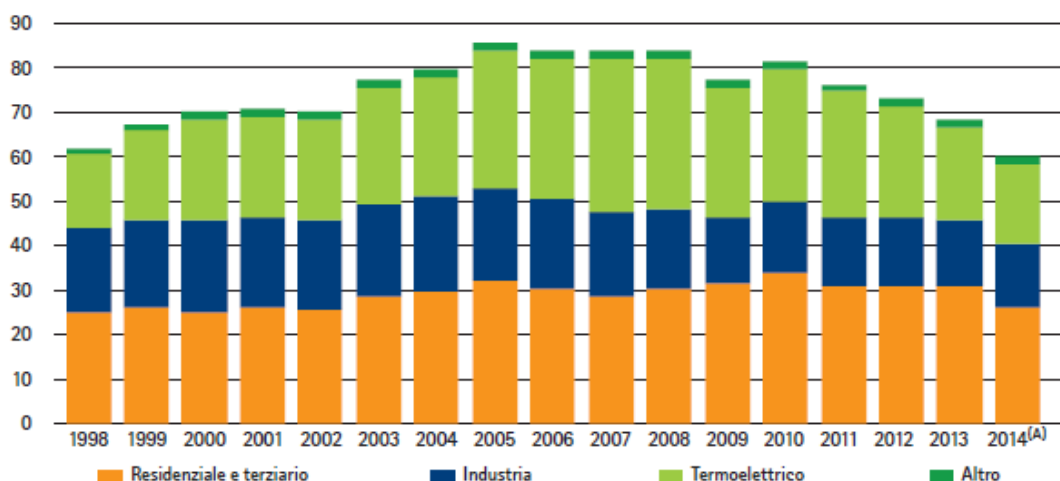


Figura 4 Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche

Come segnala la Relazione annuale dell'Autorità¹⁶, se invece si prende come punto di riferimento l'anno 2000, ovvero l'anno della liberalizzazione, “si osserva che i livelli di consumo sono rimasti complessivamente invariati (-2%), ma la composizione settoriale mostra che la stabilità è stata garantita dalla sostituzione dei consumi civili (cresciuti di oltre un quinto) a quelli industriali (crollati di quasi un terzo) e, in misura minore, a quelli del termoelettrico (diminuiti del 7% circa)”¹⁷.

Questo andamento dei consumi di gas è molto legato in primis a fattori economici quali la crisi economica e la crescita all'interno del sistema elettrico del peso delle rinnovabili, e da fattori climatici per quanto riguarda le temperature medie sempre più alte.

1.3 La filiera del gas

Per comprendere meglio il settore del gas è opportuno procedere all'illustrazione della filiera del gas naturale al fine di evidenziare le peculiarità di un settore che rende capillarmente disponibile una fonte primaria di energia impiegata quotidianamente per numerose esigenze, sia industriali che domestiche. Si possono citare, per esempio, la produzione di elettricità, l'utilizzo come fonte di energia per alimentare processi industriali che si svolgono grazie all'azione di una fonte di calore, il riscaldamento o la

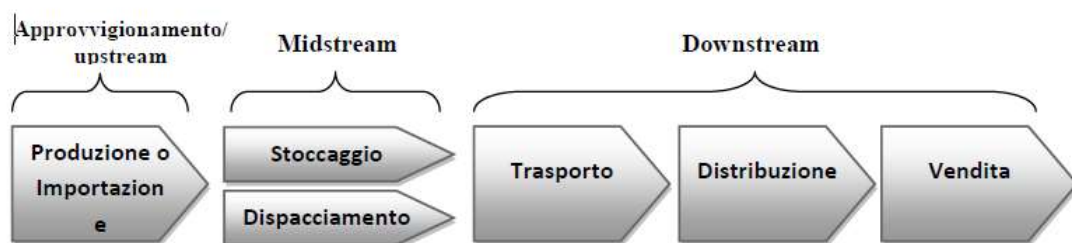
¹⁶ AEEGSI- Relazione annuale sullo stato dei servizi dell'attività svolta 2015

¹⁷ AEEGSI., Relazione 406/2014/I

climatizzazione di vasti ambienti, l'alimentazione delle automobili che utilizzano metano; la cottura dei cibi, il riscaldamento ambienti e la produzione di acqua calda.¹⁸

Il gas come abbiamo detto è una fonte primaria di energia, di origine fossile; e pertanto la sua disponibilità è condizionata da fattori geologici ed è correlata alla presenza di giacimenti petroliferi. Per far sì che il gas possa essere reso disponibile ai clienti, ha bisogno di una serie di attività strettamente collegate tra di loro. Lo studio della filiera del gas è molto importante sia a livello tecnico, sia a livello normativo come sarà esposto successivamente.

La filiera del gas naturale può essere distinta in tre fasi generali, a loro volta suddivise in attività ben distinte.



La fase a monte, anche denominata upstream raggruppa tutte quelle attività riguardanti la scoperta e l'estrazione degli idrocarburi, la fase centrale invece raggruppa le attività relative all'immagazzinamento e la lavorazione. Nella fase a valle infine figurano le attività relative al trasporto, alla distribuzione e alla vendita¹⁹.

1.3.1 Produzione e importazione

L'attività dell'approvvigionamento si compone di tutte quelle attività idonee attraverso le quali si reperisce, la quantità di gas naturale necessaria a coprire il fabbisogno nazionale. Queste attività sono o la produzione diretta o l'importazione. L'approvvigionamento diretto di una fonte energetica riveste un ruolo importantissimo per l'economia di qualsiasi paese, sia per quanto riguarda la sicurezza sia per la continuità delle forniture. Il ciclo del gas, come quello del petrolio, inizia con la stipula di una convezione tra azienda e Stato. Quest'ultimo affida tramite una concessione

¹⁸ Agenzia per il controllo e la qualità dei servizi pubblici locali di Roma capitale relazione 116

¹⁹ Più precisamente, le attività midstream come quelle relative ai processi che consentono lo sfruttamento e la valorizzazione del gas naturale remoto che non trovando collocazione, possono condizionare lo sfruttamento delle risorse di gas.

l'area nella quale si svolgerà la ricerca e l'estrazione dell'idrocarburo. Lo Stato riceve degli introiti sotto la forma di royalties o partecipazione agli utili delle compagnie. L'attività di produzione è la fase a monte di tutta la filiera, e rappresenta l'insieme delle operazioni necessarie per estrarre il prodotto dal suolo e renderlo fruibile. La produzione annovera a se stessa una pluralità di attività che si possono identificare nella prospezione, ricerca e coltivazione. Strettamente collegata a quest'ultime c'è l'attività di depurazione che è necessaria prima di immettere il gas nei gasdotti.

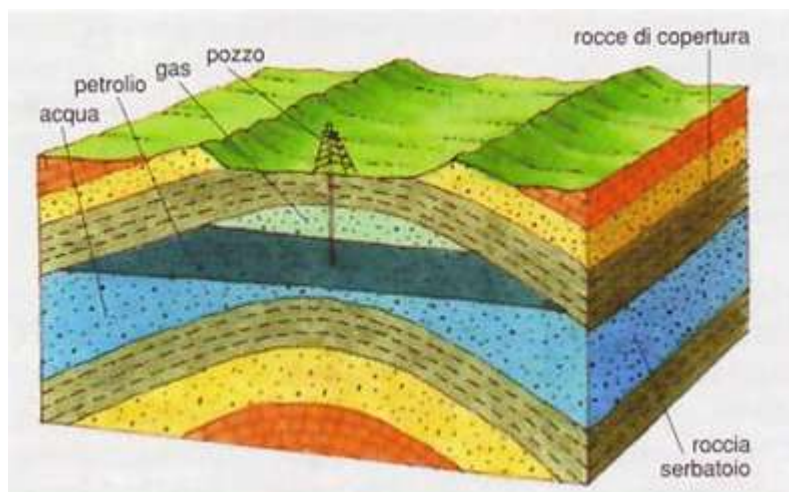


Figura 5 Fonte: elettragas.it

Il gas naturale di norma, si trova negli stessi luoghi in cui si trova il petrolio dato che hanno la stessa origine. Questo comporta che solo dopo la perforazione si è in grado di conoscere la natura dell'idrocarburo. Si può dire quindi che non c'è una ricerca di gas separata da quella del petrolio.²⁰

Il risultato della perforazione può portare alla presenza di entrambi gli idrocarburi, o dal solo gas, che a sua volta può essere secco (se è quasi tutto metano) oppure umido se il metano è accompagnato da altri tipi vapori di idrocarburi.²¹

I costi di produzione del gas naturale che in gran parte non sono recuperabili si sostanziano nelle royalties, nei costi del personale, nei costi per gli impianti, nei costi dei pozzi e delle trivellazioni, e infine nei costi delle condotte utilizzate per trasportare il gas fino alla rete di trasporto.

In Italia vi sono circa 100 giacimenti in coltivazione e 80 centrali di trattamento, dove il gas viene reso idoneo a determinate specifiche per essere trasportato e distribuito. Le

²⁰ Il gas può essere presente in giacimenti di carbone

²¹<http://www.unipd.it/musei/geologia/approfondimenti/petrolio.html>

principali centrali di trattamento del gas di produzione nazionale sono ubicate a Casalborgsetti, Ravenna Mare, Rubicone, Fano, Falconara, Pineto e Crotone.²²

Per quanto concerne l'attività d'importazione, l'art. 3 del decreto 164/00 ha previsto l'adozione di due discipline distinte a seconda che si trattasse di importazioni da paesi comunitari o importazioni da paesi extra-comunitari (che ai tempi dell'emanazione detenevano il 98% delle riserve mondiali):

Tra le caratteristiche che contraddistinguono l'attività di importazione di gas naturale assumono rilievo la necessità di intrattenere rapporti con fornitori rappresentati dagli stessi Stati, la capacità finanziaria necessaria a sopportare i rischi derivanti dalla sottoscrizione di complessi contratti di importazione di lunga durata e infine la necessità di realizzare, parallelamente al contratto di fornitura, l'infrastruttura fissa per veicolare il gas dal paese produttore a quello consumatore²³.

Per quanto riguarda l'attività di realizzazione dei gasdotti, si può notare come la costruzione di un grande metanodotto di importazione necessita di ingenti investimenti in capo alle aziende di trasporto che si accollano totalmente l'investimento. Il profitto per queste aziende è dato dall'applicazione di una tariffa per ogni metro cubo di gas trasportato.²⁴

L'acquirente in questi casi ha una forza contrattuale bassa nei confronti del venditore ed è esposto alle possibili richieste di ricontrattazione di quest'ultimo. Se le richieste del venditore divengano molto gravose, l'importatore o accetta o rischia di perdere gli investimenti fatti nella rete.

Per evitare queste possibili situazioni l'attività di importazione di gas naturale è prevalentemente regolata da contratti take or pay.

I contratti take-or-pay applicati al gas sono contratti a lungo termine nei quali il prezzo è agganciato alle quotazioni del petrolio e prevedono una clausola che obbliga l'acquirente a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo di una quantità minima di gas fissata dal contratto anche nell'eventualità che il gas non venga ritirato.²⁵ Sono comunque previsti meccanismi di compensazione per "recuperare" il divario di un periodo, ad esempio un anno, su quello successivo limitando così il rischio delle penali.

²² www.snam.it

²³ Autorità garante della concorrenza e del mercato provvedimento 6926

²⁴ Baldini U., Il metano, Casa editrice dott. Carlo Cya, Firenze, 1952

²⁵ Il sole 24 ore., contratto take or pay

1.3.2 Il vettoriamento e la fase midstream

Il vettoriamento rappresenta un insieme di attività utili per il trasferimento dei flussi di gas dai luoghi di produzione a quelli di consumo. Queste attività non sono altro che il trasporto, lo stoccaggio e il dispacciamento.

L'attività di trasporto riguarda il veicolamento del gas naturale attraverso le reti dei gasdotti ad alta pressione dai paesi produttori, dai giacimenti di produzione nazionale o dai campi di stoccaggio sino all'imbocco delle reti di distribuzione a cui le varie utenze finali sono allacciate²⁶. Suddetta attività è l'anello che congiunge le attività di midstream a quelle di downstream.

La rete di trasporto si divide in rete primaria (o dorsale), relativa al trasporto ad alta pressione di gas direttamente dai luoghi di produzione od importazione, ed in rete secondaria, con cui si intendono l'insieme di condotte (adduttori secondari) che, partendo dalla rete primaria, raggiungono i vari centri di consumo (agglomerati urbani, insediamenti industriali, ecc.).²⁷

Il trasporto di gas naturale a grande distanza avviene principalmente per mezzo di gasdotti²⁸. Per quanto riguarda le tempistiche di realizzazione delle reti di trasporto si può dire che mediamente ci vogliono dai 5 ai 10 anni, a seconda dei casi. Inoltre vista l'entità degli impianti richiedono notevoli risorse economiche e capacità tecniche.

Il gas naturale può essere trasportato anche allo stato liquido attraverso l'utilizzo delle navi metaniere. Nei terminali di arrivo il GNL viene posto in serbatoi di stoccaggio da cui viene prelevato e riportato allo stato gassoso in impianti di rigassificazione ed immesso nel sistema di distribuzione locale o regionale.

Il gas naturale liquefatto come già anticipato prima offre l'opportunità di non essere troppo dipendenti da una sola fonte di approvvigionamento. Difatti questo metodo viene utilizzato proprio per diversificare e il suo maggior vantaggio è proprio la minore dipendenza dalla rete del fornitore.

Il GNL però presenta il problema dei terminali di rigassificazione nelle aree di scarico delle navi, rendendolo più costoso del gas trasportato via tubo per le brevi/medie lunghezze. Il discorso cambia quando il gnl viene trasportato per lunghe distanze, dove risulta più competitivo rispetto al gasdotto. Il trasporto risulta competitivo solo per distanze indicativamente superiori ai 2000 km.

²⁶ Autorità garante della concorrenza e del mercato., indagine conoscitiva nel settore del gas metano

²⁷ Fonte: Ibidem

²⁸ Martinis B., Petrolio e gas naturale, Utet, Torino, 1985

La fase del trasporto è di cruciale importanza dato che si contraddistingue come abbiamo visto per elevati investimenti in gran parte non recuperabili.

La fase di trasporto ad alta pressione è funzionalmente legata alle attività di stoccaggio al fine di modulare l'offerta di gas naturale in modo da poterne sopportare l'elevata stagionalità nei consumi e garantire, in ogni caso, la regolarità nella fornitura. Il gas naturale viene stoccato, in particolare nei mesi caldi, in depositi che sono costituiti prevalentemente da giacimenti esausti.²⁹

Gli stoccaggi vengono realizzati essenzialmente in tre tipi di strutture: falde acquifere, inclusi giacimenti esauriti di petrolio e gas naturale, depositi salini ed in serbatoi di gas liquefatto³⁰. Nel breve periodo (settimanale, giornaliero, orario) possono svolgere funzione di stoccaggio anche i gasdotti stessi con la variazione, entro certi limiti, della pressione di esercizio e della quantità in essi contenute (in aumento quando le immissioni superano i prelievi, in diminuzione nel caso opposto)³¹. Per il breve periodo anche le navi metaniere possono essere considerate per stoccare il gas

Lo stoccaggio può essere stagionale o di picco: i primi devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono immesse durante i periodi di bassa domanda, prevalentemente d'estate, per essere poi gradualmente prelevate nei periodi di maggiore domanda; nel secondo caso, gli stoccaggi consentono il rilascio di quantità significative di gas in tempi brevi per far fronte ai picchi di domanda delle diverse ore del giorno.³² Altri tipi di stoccaggio sono quelli operativi e quelli strategici. Il primo fa fronte all'escursione della domanda sia su base stagionale, sia su più brevi archi temporali. Il secondo ed è volto a compensare eventuali interruzioni imprevedute dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna che estera.³³

L'attività di stoccaggio rappresenta un monopolio di fatto al contrario del trasporto e della distribuzione che sono monopoli naturali. Però come le altre due è un'attività regolamentata e il suo svolgimento è subordinato alla concessione di licenze di durata pari a 30 anni e prorogabile per una volta per un massimo di 10 anni³⁴.

In Italia esistono soltanto due operatori impegnati nell'attività di stoccaggio³⁵:

1. Stogit (gruppo SNAM), che detiene circa il 98% dello stoccaggio nazionale

²⁹ Autorità garante della concorrenza e del mercato., indagine conoscitiva nel settore del gas metano

³⁰ AEEG., Glossario anno 2003

³¹ AEEG., Relazione annuale 1998 capitolo 3 pag 180

³² AEEG., Glossario anno 2003 ag 367

³³ AEEG., Glossario anno 2003 ag 368

³⁴ AEEG., L'Eni è uscita dal gruppo Snam nel 2012. Cap 4 par. 4.2.1

³⁵ Ferraris L., Università Luiss., student case: Cassa depositi e prestiti acquisisce SNAM

2. Edison Stoccaggi (gruppo Edison).

I siti di stoccaggio sono pari 10 di cui 8 gestiti da SNAM e due da Edison. Attualmente hanno una capacità complessiva di 13,4 miliardi di metri cubi e giornaliera di 152 milioni di metri cubi.

Il ruolo dell'attività di dispacciamento è quello di garantire in modo continuativo l'equilibrio tra domanda e offerta di gas, equilibrando i flussi di gas provenienti sia dalle importazioni sia dai centri di stoccaggio.

1.3.3 La distribuzione e la vendita

Normalmente la fase finale del ciclo del gas viene definita fornitura di gas naturale, che a sua volta è composta dall'attività di distribuzione(e misura) e di vendita. L'attività di distribuzione consiste nel veicolare il gas dalla rete di trasporto ai clienti finali. E' bene anticipare che la distribuzione è un'attività di servizio pubblico e il suo affidamento avviene tramite gara a evidenza pubblica indetta dagli enti locali. Essendo un'attività regolata i rapporti tra ente e soggetto gestore vengono disciplinati da un contratto e regolati da una tariffa, come stabilito dall'AEGSI³⁶. L'attività inoltre viene svolta nel rispetto del (cosiddetto) "codice di rete", cioè l'insieme di regole fissate dall'Autorità stessa per il corretto utilizzo dell'infrastruttura.³⁷

Le società di distribuzione continuano a operare in un regime di concessione (da parte di Enti Locali) della durata di 12 anni.³⁸

Anche in questo caso c'è una suddivisione dell'attività, in distribuzione primaria e distribuzione secondaria.

L'attività di distribuzione primaria avviene attraverso reti ad alta pressione, allacciate tramite adduttori secondari del gasdotto ad alta pressione della rete di trasporto dorsale, che giungono fino alle utenze industriali, a quelle termoelettriche e alle aziende intermedie di distribuzione, direttamente coinvolte nella seconda fase della distribuzione. La vendita alle utenze industriali o termoelettriche è stata sempre attribuita ai soggetti operanti nel trasporto tranne nel caso in cui l'utenza sia localizzata all'interno di un agglomerato urbano. In questi casi il veicolamento del gas viene fatta tramite reti di distribuzione. Questo viene fatto per motivi di sicurezza dato che il

³⁶ AEEGSI, delibera 170/04 e successive integrazioni

³⁷ AEEGSI., delibera n. 108/06

³⁸ Legge. n. 99/2009 (art. 30, comma. 26)

trasportatore per servire l'utenza dovrebbe portare la propria condotta di alta pressione all'interno del centro urbano.

La distribuzione secondaria è quella riferita alle utenze civili e commerciali, alle piccole utenze industriali, agli artigiani, alle aziende del terziario e alla pubblica amministrazione.

Questa viene realizzata insieme al servizio di misura all'interno del territorio urbano dalle aziende di distribuzione, rappresentate da: imprese private che hanno avuto nel corso degli anni, antecedenti il Decreto Letta l'affidamento delle concessioni attraverso affidamento diretto o tramite gara pubblica o da aziende speciali o municipalizzate³⁹.

L'attività di distribuzione può essere accomunata alla fase di trasporto secondario, ed è strettamente collegata con la gestione della rete di gasdotti, in termini di allacciamento delle utenze finali, di misura del gas vettoriato⁴⁰, di computo delle spese di conduzione, manutenzione tecnica e ammortamenti degli impianti.

La distribuzione similmente al trasporto dal punto di vista economico, presenta caratteristiche di monopolio naturale a causa dell'impossibile duplicazione delle reti.

Dal punto di vista dei clienti è bene ricordare che dal 1° luglio 2007 è scattata la completa liberalizzazione della domanda di energia, in attuazione delle Direttive UE 54(elettricità) e 55 (gas) del 2003.

Prima della liberalizzazione, i clienti idonei, a cui era concessa la possibilità di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, erano solo quelli che superavano la soglia di 200.000 metri cubi di gas, ad eccezione delle aziende produttrici di energia elettrica e calore⁴¹.

Dal 1° luglio 2003 tutti i clienti finali sono stati considerati idonei, facendo sì che quest'ultimi potessero scegliere liberamente il proprio fornitore.

I clienti si possono suddividere in:

- Clienti civili: rappresentano l'insieme dei consumatori privati che utilizzano le forniture di gas naturale principalmente con finalità di riscaldamento e cottura;

³⁹ Decreto Letta 164/00

⁴⁰ Toscana Enegia.it La misura del gas Nell'industria del gas naturale la grandezza fisica più frequentemente rilevata è il volume di gas; la sua misura viene effettuata attraverso l'impiego di diverse tipologie di contatori. L'installazione e la gestione dei misuratori presso le utenze, nonché la rilevazione dei consumi, sono attività svolte dalle società di distribuzione del gas; le letture rilevate vengono trasferite alle Società di vendita del gas che provvedono alla fatturazione dei consumi ai rispettivi clienti.

⁴¹ Cerniglia F., Prezzi e accise del gas naturale per usi industriali in Italia e in alcuni Paesi europei: elementi di valutazione- 15 settembre 2005

- Clienti industriali: Sono coloro che utilizzano il gas per avviare il proprio processo produttivo;
- Clienti termoelettrici: sono quell'insieme di clienti che riservano la propria fornitura di gas alla produzione di energia elettrica. Il gas può essere impiegato in sostituzione delle altre fonti fossili come combustibile nelle centrali elettriche.

L'attività di vendita al dettaglio viene gestita dalle società di vendita o Trader. L'attività consiste nella fornitura e consegna del gas ai clienti finali allacciati alle reti di distribuzione⁴². E' la fase finale del ciclo in cui le società autorizzate alla vendita sono le uniche deputate ad avere il rapporto commerciale con l'utente del servizio, cioè il cliente finale⁴³. Il venditore acquista il gas all'ingrosso e lo rivende ai clienti finali.⁴⁴ Oltre a sostenere il costo di acquisto del gas, il venditore paga al gestore delle reti di distribuzione l'uso della rete e delle altre infrastrutture secondo una tariffa fissata dall'AEEG. Le società di vendita attraverso il "contratto di vettoriamiento" utilizzano le reti di distribuzione locale per prelevare (punti di consegna) e fornire il gas ai clienti finali (punti di riconsegna).

Una piccola parte dei servizi di vendita è pagata tramite una quota fissa, cioè indipendentemente da quanto si consuma. L'altra parte della quota, definita quota variabile, varia appunto a seconda dei consumi effettivi di gas.⁴⁵

1.4 Liberalizzazione e regolamentazione del settore

Il processo di liberalizzazione del settore del gas è avvenuto attraverso l'emanazione di tre pacchetti normativi.

Il primo (direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale) è stato sostituito nel 2003 da un secondo pacchetto legislativo che ha consentito a nuovi fornitori di gas e di elettricità di accedere ai mercati degli Stati membri e ha dato ai consumatori (a quelli industriali a partire dal luglio 2004 e a quelli domestici dal luglio 2007) la possibilità di scegliere i propri fornitori di gas e di elettricità⁴⁶. Nell'aprile 2009 è stato adottato un terzo pacchetto legislativo (che

⁴² Antonio Rettagliata Srl, italtrading provvedimento 20631

⁴³ Agenzia per il controllo e la qualità dei servizi pubblici locali di Roma relazione 116

⁴⁴ Agenzia per il controllo e la qualità dei servizi pubblici locali di Roma relazione 116

⁴⁵ Trenta spa., art: tutto sulla bolletta gas

⁴⁶ <http://eur-lex.europa.eu> , Articolo Mercato interno dell'energia pagina 1

modifica il secondo) volto a liberalizzare ulteriormente il mercato interno dell'elettricità e del gas

1.4.1 Primo pacchetto normativo e avvio Unbundling. Direttiva 98/30/CE e Decreto Letta

Il processo di liberalizzazione dell'energia è stato avviato con il Trattato di Maastricht del 1992. Il passaggio dalla Comunità Europea all'Unione Europea ha evidenziato il problema delle grandi reti.

In questo periodo le questioni relative al gas erano trattate congiuntamente a quelle dell'energia elettrica, poi a causa di specificità settoriali, quali la natura, le fonti di produzione e la possibilità d'immagazzinamento e di trasporto, sono state trattate separatamente, anche se margini di sovrapposizione sono attualmente ancora evidenti. Le basi di differenziazione si basano sulla natura, le fonti di produzione e la possibilità di immagazzinamento. Sullo scenario normativo comunitario interviene successivamente la direttiva⁴⁷ 94/22/CE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. La direttiva è era volta a garantire il principio della concorrenza nelle fasi di importazione e produzione degli idrocarburi garantendo l'accesso non discriminatorio alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi ed al loro esercizio

Nell' art. 2, la direttiva 94/22/CE mantiene il diritto in capo agli Stati membri di determinare, all'interno del loro territorio, le aree da rendere disponibili per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, e nel caso in cui un'area venga resa disponibile, gli Stati membri devono garantire che non vi saranno discriminazioni tra gli enti per l'accesso a tali attività ed il loro esercizio.⁴⁸

Nel 1995, il Consiglio dei Ministri dell'Energia dell'Unione Europea ha stabilito di procedere all'approvazione della direttiva⁴⁹ 96/92/CE relativa alla liberalizzazione del mercato europeo dell'energia elettrica ed in seguito all'approvazione della direttiva 98/30/CE recepita dall'Italia con D. Lgs. 23 maggio 2000, n. 164 (cd. Decreto Letta) sulla liberalizzazione del mercato europeo del gas. I fini della Direttiva 96/92/CE non potevano essere attuati senza l'apertura del mercato del metano, perché l'accesso al comparto dell'elettricità e, più in particolare, alla produzione di energia termoelettrica è

⁴⁷ Pubblicata nella G.U. L 164 del 30 giugno 1994.

⁴⁸ Fonda E., Università di Trieste., La disciplina giuridica del trasporto e della distribuzione del gas naturale: profili pubblicistici

⁴⁹ Pubblicata nella G.U.C E, L 27 del 30 gennaio 1997.

condizionato dall'ingresso in quello del gas.⁵⁰ Per entrare sul primo mercato, non si potrà evitare di accedere preliminarmente al secondo.

La Direttiva 98/30 rappresenta la presa di coscienza di differenze strutturali tra i settori e della loro complementarità.⁵¹ Con quest'ultima, l'Unione Europea ha stabilito le linee guida per la determinazione di un mercato interno del gas naturale all'insegna della concorrenza, regolando con regole comuni l'organizzazione e il funzionamento delle singole attività della filiera gasiera, l'accesso al mercato, le modalità di gestione delle reti, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio delle autorizzazioni.

Al pari della Direttiva 96/92 CE, essa stabilisce alcuni principi fondamentali che possono così riassumersi⁵²:

- Accesso alla rete: Viene sancito il principio della libertà di accesso da parte di soggetti terzi alle reti. Tale accesso, sulla base delle scelte autonome degli statimembri, potrà essere regolato, ovvero stabilito sulla base di una tariffa definita da un apposito organismo di regolazione del mercato, o negoziato, ovvero secondo prezzi liberamente negoziati tra le parti. Ciò significa che le imprese di trasporto e distribuzione non potranno operare discriminazioni tra gli utenti del sistema, in particolare a favore delle imprese loro collegate.⁵³
- Stoccaggio: Al pari del principio non discriminatorio riguardante l'accesso alle reti, per quanto concerne l'attività di stoccaggio del gas viene stabilito un criterio di neutralità ed equidistanza tra gli utenti. In altri termini, si prevede che le imprese di stoccaggio debbano fornire a qualsiasi altra impresa di stoccaggio, trasporto o distribuzione informazioni sufficienti a garantire che il servizio possa espletarsi in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso.⁵⁴
- Separazione tra le attività: Si prevede che le imprese verticalmente integrate adottino, nelle loro contabilità interne, conti separati per le attività della filiera del gas, come se tali attività fossero svolte da imprese separate. (unbundling contabile)⁵⁵

⁵⁰ Cioffo V., Considerazioni in merito al settore del gas metano e al provvedimento n. 5472 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, *Rivista Amministrativa della Repubblica Italiana*, fasc.2, 1998,

⁵¹ La normativa comunitaria per il gas naturale: la direttiva 98/30/CE

⁵² Direttiva 98/30 CE

⁵³ Fonte: ibidem

⁵⁴ Fonte: ibidem

⁵⁵ Fonte: ibidem

- Apertura del mercato:⁵⁶ Come previsto per la creazione del mercato interno dell'energia elettrica, la Direttiva in questione prevede che all'interno degli stati-membri si determinino un mercato vincolato per i piccoli consumatori e un mercato libero per i clienti idonei. L'apertura del mercato dovrà avvenire progressivamente e in proporzioni non inferiori a quelle stabilite dall'U.E., ovvero il 20% alla data di entrata in vigore della Direttiva, il 28% cinque anni dopo e 33% dieci anni dopo. Per produrre una tale apertura, si prevedono delle soglie minime di consumo per l'individuazione dei clienti idonei con capacità di libero approvvigionamento sul mercato. Secondo le indicazioni comunitarie sono da considerarsi clienti idonei tutti i produttori di elettricità da gas naturale e tutti gli altri clienti finali i cui consumi siano superiori a 25 milioni di mc/anno. Soglia di accesso, quest'ultima, che scenderà a 15 milioni di mc dopo cinque anni, nonché a 5 milioni di mc dopo dieci anni. Inoltre, ai fini dell'eligibilità i produttori in cogenerazione sono, in via di principio, considerati alla stessa stregua dei produttori di elettricità, e quindi idonei di diritto a prescindere dalla quota di consumo. Tuttavia, a tale proposito, è stata lasciata libertà ai singoli stati-membri di introdurre una specifica soglia di consumo per i cogeneratori, purché non superiore a quella progressiva degli altri consumatori finali. Infine, si prevede che tutti i soggetti distributori siano considerati clienti idonei per la quota parte dei consumi del libero mercato che riforniscono.
- Misure di accompagnamento: Viene data agli stati-membri la facoltà di introdurre nelle rispettive normative di recepimento obblighi di servizio pubblico, nonché meccanismi di garanzia al fine di evitare abusi di posizione dominante.⁵⁷

La Direttiva 98/30/CE ha previsto inoltre che gli Stati Membri potevano istituire delle autorità di regolazione indipendenti. In Italia in risposta alla direttiva con la legge del 14 novembre 1994 n.481 ha istituito l'AEEG. Quest'ultima definita come autorità autonoma ed indipendente con funzioni di regolazione e controllo a livello nazionale. Infine il D.lgs n.164/00 inquadra l'organizzazione del settore, attribuendo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la regolamentazione del mercato e al Ministero delle Attività Produttive i compiti di indirizzo e di progressiva armonizzazione del sistema.⁵⁸

⁵⁶ Bollettino Ufficiale Regione Piemonte - Parte I e II Supplemento al numero 11-18 marzo 2004

⁵⁷ Fonte: ibidem

⁵⁸ Società gasdotti Italia spa., Codice di rete V12.

Nel maggio 2000 il Governo ha emanato il decreto legislativo di attuazione della direttiva 98/30/CE⁵⁹, ovvero il decreto 164/00 meglio conosciuto come Decreto Letta

Il concetto principale di tutte le disposizioni stabilite è che sono completamente libere le attività d'importazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale. Infatti il Decreto Letta dispone: *“Nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere”*.⁶⁰ Questo sta a significare che non c'è una preclusione a priori nell'accesso a queste attività.

Gli interventi principali per effettuale la liberalizzazione hanno riguardato la separazione contabile e societaria delle varie attività delle società totalmente integrate, ossia, mentre prima dell'emanazione la distribuzione e la vendita potevano essere realizzate dalla medesima società, all'uscita del decreto queste dovevano essere separate.

Altri interventi importanti si possono annoverare nella fissazione di regole per le varie fasi produttive, il ruolo attribuito all'allora Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'artigianato (MICA) e le condizioni di reciprocità. Più in dettaglio per le varie attività possiamo riassumere:

- Trasporto e dispacciamento: In particolare, in rispetto ai criteri fissati dal Parlamento, il Decreto definisce di interesse pubblico l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale, con conseguente obbligo per le imprese che svolgono queste attività di allacciare alla propria rete gli utenti che ne fanno richiesta, e di pubblica utilità le infrastrutture del sistema gas.
- Stoccaggio: Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio del gas naturale, questa è svolta sulla base di concessione di durata non superiore a venti anni, rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive ai richiedenti che abbiano la necessaria capacità tecnica, economica ed organizzativa.⁶¹
- Distribuzione: È definita di servizio pubblico l'attività di distribuzione di gas naturale, affidata esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni⁶². Gli enti locali che affidano il servizi svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione. Le

⁵⁹ Ferla S., Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed.2012

⁶⁰ Titolo I Finalità e definizioni art.1 Liberalizzazione del mercato interno del gas naturale

⁶¹ AEEG delibera 79/2014/R/GAS

⁶² Decreto Legislativo 164/00

imprese di distribuzione hanno l'obbligo di allacciare i clienti che ne fanno richiesta che hanno sede nell'ambito dell'area territoriale alla quale si riferisce l'affidamento sulla base del quale esse operano.⁶³

- Apertura del mercato del gas in Italia: In merito all'apertura del mercato, dopo aver previsto un periodo transitorio in cui la qualifica di cliente idoneo è attribuita ad alcune categorie di soggetti, stabilisce che a decorrere dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei. Specificamente, prima di questa data sono considerati idonei⁶⁴:
 - i clienti finali con consumi superiori a 200.000 metri cubi all'anno;
 - i consorzi e le società contabili con consumi pari almeno a 200.000 metri cubi all'anno e i cui singoli componenti consumino almeno 50.000 metri cubi annui;
 - i grossisti e i distributori di gas naturale; le imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione di energia elettrica e calore.

Il decreto oltre ad una maggiore apertura della concorrenza del settore del gas, ha previsto la regolazione delle attività in cui non è possibile una piena apertura alla concorrenza e la separazione societaria fra le diverse attività di ciascun soggetto operante nel settore.

Questo processo di separazione tra le attività della filiera viene denominato Unbundling, e si concretizza in una separazione tra le varie componenti della filiera produttiva di un'impresa verticalmente integrata ed è finalizzato a introdurre una maggiore competitività nel mercato di riferimento. L'unbundling promuove l'apertura del mercato nei segmenti potenzialmente concorrenziali (produzione, approvvigionamento e vendita), separandoli dalle attività strutturalmente monopolistiche (trasporto, stoccaggio e distribuzione) e favorendo l'accesso reale e non discriminatorio dei terzi ai servizi offerti dai proprietari delle infrastrutture (Third Party Access, TPA).⁶⁵

L'unbundling ha avuto un ruolo fondamentale nel sostenere il processo di liberalizzazione del mercato, rafforzando la neutralità della gestione delle infrastrutture e favorendo la concorrenza.

⁶³ De Marzo G., Codice dei servizi pubblici locali ed 2007

⁶⁴ Nespor S., Codice dell'Ambiente ed 2009

⁶⁵ Linee guida per la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore gas - <http://www.autorita.energia.it>

Il quadro normativo di riferimento per l’emanazione di direttive per la separazione amministrativa e contabile nel settore del gas è dato dall’articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n.144 (di seguito: legge n. 144/99) e dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 (di seguito: decreto legislativo n.164/00)

La legge infatti impone che *“le imprese integrate nel mercato del gas costituiscano, ove funzionale allo sviluppo del mercato, società separate, e in ogni caso tengano nella loro contabilità interna conti separati per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio, e conti consolidati per le attività non rientranti nel settore del gas, al fine di evitare discriminazioni o distorsioni della concorrenza”*⁶⁶.

Il “Decreto Letta”, in attuazione di quanto disposto dall’art. 41 sopra citato richiede invece che ci sia⁶⁷:

- la separazione societaria dell’attività di trasporto e dispacciamento da tutte le altre attività del settore del gas ad eccezione dell’attività di stoccaggio
- la separazione contabile e gestionale dell’attività di stoccaggio dall’attività di trasporto e dispacciamento;
- la separazione societaria dell’attività di distribuzione da tutte le altre attività del settore del gas (in deroga a tale previsione le imprese che svolgono nel settore del gas unicamente le attività di distribuzione e vendita e forniscono meno di centomila utenti sono soggette a separazione societaria a partire dall’1 gennaio 2003);
- la possibilità di effettuare l’attività di vendita unicamente da parte di società che non svolgono nel settore gas altre attività ad eccezione dell’importazione dell’esportazione, della coltivazione e dell’attività di cliente grossista.

Questo si traduce in diverse modalità di separazione fra le singole attività delle imprese del settore del gas naturale:

1. Unbundling societario: attribuzione delle attività di un’azienda a società distinte, sia totalmente partecipate che no.
2. Unbundling amministrativo: separazione delle attività di un’impresa in unità operative distinte in modo che possano essere gestite da soggetti diversi in maniera indipendente
3. Unbundling contabile: separazione contabile tra le differenti attività di un’azienda

⁶⁶ Art. 41 della legge 17 maggio 1999, n.144

⁶⁷Decreto Legislativo 164 Art. 21. Separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale;

La prima tipologia presuppone che uno o più servizi di pubblica utilità o attività del settore del gas debbano essere svolti da un soggetto giuridico distinto ed autonomo, sia esso una società di capitali o una cooperativa, che non svolga altre attività o eroghi altri servizi relativi allo stesso settore⁶⁸. La forma di società di capitali o cooperativa ha la piena ed esclusiva titolarità dei beni e dei rapporti giuridici ad essa facenti capo, per cui opera nel rispetto della normativa civilistica come qualsiasi soggetto imprenditoriale, con obiettivi di economicità e massimizzazione del profitto.⁶⁹

Il decreto legislativo n. 164/00 prevede ampio ricorso alla separazione societaria.

Secondo quanto disposto dall'art.21 devono essere organizzate e gestite in forma societaria le attività di:

- trasporto e dispacciamento;
- distribuzione;
- vendita (salvo che per le attività di importazione, esportazione, coltivazione e attività di cliente grossista).

In caso di attività per cui non è prevista la separazione societaria, come per l'attività di stoccaggio il soggetto che esercita più attività o eroga più servizi nel settore del gas è tenuto alla separazione contabile o amministrativa.⁷⁰

L'unbundling societario implica una chiara definizione contabile e amministrativa delle attività del settore nel caso di un soggetto integrato verticalmente (unbundling verticale), mentre possono esserci problemi per le attività all'interno del medesimo gruppo (prestazioni "inter-company") e le relazioni tra attività gas e non gas del medesimo soggetto giuridico unbundling orizzontale.

Dal 1° gennaio 2003, le imprese che svolgono sia l'attività di distribuzione che quella di vendita con meno di centomila clienti finali devono obbligatoriamente separare l'attività di distribuzione da quella della vendita

Con l'Unbundling amministrativo, le attività sono dotate di autonomia gestionale e si configurano come "strutture divisionali"⁷¹. Una volta individuate le distinte attività realizzate dalla singola impresa, a ciascuna di queste viene attribuita la connotazione di impresa separata nel contesto dello stesso soggetto giuridico e la responsabilità di gestione del patrimonio e di rendicontazione periodica ed annuale. In questo modo si

⁶⁸ AEEG, Linee guida per la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore gas

⁶⁹ Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge 14 novembre 1995, n. 481 pag. 8

⁷⁰ Decreto Legislativo 164 Art.21 comma 1

⁷¹ AEEG, Linee guida per la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore gas

rispetta il criterio della minimizzazione dei costi nell'approvvigionamento dei beni e dei servizi.

Mediante la separazione amministrativa si consente alle “strutture divisionali” di dotarsi, sia pure entro certi limiti, di comportamenti concorrenziali sul mercato.⁷²

L'Unbundling contabile è regolato con l'art.21⁷³ che traduce nella legislazione nazionale l'articolo 13, comma 3 della direttiva 98/30/CE. Questa costituisce parte integrante della separazione gestionale che non può esistere senza separazione contabile, dato che questa contiene specificazioni che completano le informazioni richieste ai fini della regolazione del settore da parte dell'Autorità.

Sono necessarie tanto informazioni di tipo quantitativo, quanto quelle di tipo qualitativo, che sono contenute nella nota integrativa e nella relazione sulla gestione.

Parte delle informazioni quantitative e qualitative è resa disponibile tramite la pubblicazione (deposito) del bilancio anche per consumatori e imprese concorrenti, nel rispetto dell'esigenza di riservatezza dei dati aziendali⁷⁴. La separazione contabile deve essere applicata a ogni soggetto giuridico operante in più attività all'interno del settore del gas, compresi i gruppi societari obbligati a redigere il bilancio consolidato (decreto n.127/91).

1.4.2 Secondo pacchetto normativo Direttiva 2003/55/CEE

Il 4 agosto del 2003 è entrata in vigore la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che dal 1° luglio 2004 ha sostituito la Direttiva 98/30/CE, consolidando così la disciplina comunitaria⁷⁵.

La nuova direttiva ha introdotto modifiche riguardanti la garanzia della parità di condizioni, attraverso la riduzione del rischio di posizioni dominanti e di comportamenti predatori, garantendo la garanzia di tariffe di trasporto e distribuzione non discriminatorie attraverso l'accesso alla rete sulla base di tariffe pubblicate prima della loro entrata in vigore e assicurando la tutela dei diritti dei clienti piccoli e vulnerabili⁷⁶. Inoltre, prevede la completa apertura alla concorrenza dei mercati nazionali del gas per la realizzazione di un vero mercato interno del gas nell'Unione Europea

⁷² AEEG, Linee guida per la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore gas

⁷³ Art 21 D.lgs n 164/00

⁷⁴ AEEG, Linee guida per la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore gas

⁷⁵ Direttiva 2003/55/CE

⁷⁶ AEEG delibera 2 marzo 2009, ARG/gas 22/09

I punti principali, tenendo conto che molte disposizioni erano già state attuate nel Decreto 164/00, riguardano⁷⁷:

- La separazione funzionale e manageriale oltre a quella societaria prevista dalla direttiva del 2000 dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate. In Italia la separazione contabile e societaria era stata sancita con l'art.21 del d. lgs 164/00.
- Deroga a determinate condizioni alla disciplina di accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti.

Per i segmenti della fornitura e della distribuzione è previsto dalla direttiva 2003/55/CE che gli Stati membri designino o impongano alle imprese di gas naturale, che possiedono o sono responsabili di impianti di distribuzione, di designare uno o più gestori del sistema di distribuzione.⁷⁸

Anche in questo caso, come nella direttiva precedente è previsto che gli Stati membri nello svolgimento delle proprie funzioni e per garantire lo sviluppo concorrenziale godano del diritto di accedere alle informazioni contabili delle società operanti nel settore.

Come già accennato all'inizio del paragrafo, la direttiva contiene disposizioni in materia di unbundling riferite alle imprese verticalmente integrate; in particolare è previsto nell'art.17 comma 3 che nella loro contabilità interna le imprese di gas naturale devono tenere conti separati per ciascuna delle attività di trasporto, distribuzione, GNL e stoccaggio, come sarebbero tenute a fare se le attività in questione fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati e distorsioni della concorrenza. Queste tengono anche conti che possono essere consolidati per altre attività del settore che non riguardano il trasporto, la distribuzione, il GNL e lo stoccaggio.

Riguardo alla separazione tra attività di vendita nel mercato del gas, attraverso la prima direttiva (Direttiva 98/30), era stato previsto un obbligo minimo di separazione contabile tra le due fasi, con la seconda direttiva invece, era stata riconosciuta

⁷⁷ Molise gestioni srl allegato 3, Approfondimento su "La liberalizzazione del settore del gas naturale"

⁷⁸ Direttiva 2003/55/CE

l'insufficienza di questo vincolo e promosso un nuovo disegno comunitario che comprendesse l'obbligo di separazione societaria tra le due attività.

Nell'estate del 2004 è stata approvata la legge 23 agosto 2004, n. 239 di riordino del settore energetico (c.d. legge Marzano). Il provvedimento in oggetto definisce le competenze dello Stato e delle Regioni secondo il nuovo Titolo V della Parte II della Costituzione e avvia il completamento della liberalizzazione con l'obiettivo di potenziare l'efficienza dei mercati energetici

1.4.3 Terzo pacchetto normativo e direttiva 2009/73/CE

Il Terzo Pacchetto Energia si compone di cinque misure normative:

1. Regolamento della comunità europea n.713/2009 (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 1–14), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia
2. Direttiva 2009/72/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE ("Direttiva Elettricità") (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 55–93).
3. Direttiva 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/Ce ("Direttiva Gas") (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 94–136).
4. Regolamento (CE) n. 714/2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (CE) n.1228/2003 ("Regolamento Elettricità") (Gazzetta Ufficiale come legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 15–35).
5. Regolamento (CE) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (CE) n. 1775/2005 ("Regolamento Gas") (Gazzetta Ufficiale come legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 36–54).

La direttiva del 13 luglio 2009, emanata dal parlamento e dal consiglio europeo, abroga la precedente direttiva 2003/55/CE e dispone in relazione a norme comuni.

Tra le misure più controverse relative al terzo pacchetto energia figura l'unbundling, disciplinato dalla direttiva 2009/72 per quanto riguarda il settore dell'energia elettrica e dalla direttiva 2009/73 per quanto riguarda quello del gas.

La direttiva pone l'accento sulla necessità di una separazione effettiva tra le attività relative alle reti di trasporto e quelle della produzione e fornitura per⁷⁹:

- Evitare che le imprese verticalmente integrate realizzino investimenti nello sviluppo delle reti inferiori a quanto necessario, compromettendo la sicurezza degli approvvigionamenti e il pieno sviluppo della concorrenza nel segmento della produzione e in quello dell'importazione e della fornitura
- Evitare che l'impresa verticalmente integrata possa esercitare delle discriminazioni nell'accesso alla rete nei confronti di soggetti terzi.

La direttiva disciplina il mercato interno del gas naturale e prevede la separazione del gestore di trasporto dall'impresa verticalmente integrata.⁸⁰

La Commissione Europea per far fronte a questo problema ha individuato due forme possibili a cui gli stati membri possono far riferimento: la forma di separazione proprietaria e quella di separazione funzionale.

Inoltre, nel caso di separazione proprietaria, agli stati è riconosciuta una duplice alternativa:

- Ownership-Unbundling (OU): nell'art. 9 comma della Direttiva 2009/73 in merito alla Separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori sistemi di trasporto ha previsto che entro il 3 marzo 2012 gli Stati membri dovevano provvedere alla separazione proprietaria dalle imprese verticalmente integrate che svolgevano attività di approvvigionamento/produzione e vendita dalle società che detenevano la proprietà delle reti e la gestivano le attività di trasporto
- Independent System Operator (ISO): agli Stati membri era concessa la possibilità di non applicare l'art.9 comma 1, bensì l'art.14 dove si prevede di designare un gestore di sistemi indipendente su proposta del proprietario del sistema di trasporto, ammesso che tale designazione fosse approvata dalla Commissione. Le imprese verticalmente integrate possono mantenere la proprietà delle reti, ammesso che affidino la gestione ad un soggetto terzo.
- Independent Transmission Operator (ITO): le imprese verticalmente integrate possono mantenere il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

⁷⁹ AEEG direttiva 73/2009/R/GAS

⁸⁰ direttiva 2009/73 art.18 capo IV

Le ultime due soluzioni sono molto più complesse ed onerose della prima. Inizialmente, la direttiva non avrebbe dovuto contenere distinte opzioni, ma indicare l'ownership-unbundling quale soluzione obbligatoria.

Il primo caso (OU), implica l'uscita del Gestore da tutte le possibili influenze (gestione, controllo proprietario). Rappresenta chiaramente un modo efficace e stabile per risolvere i conflitti d'interessi e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Per questo motivo il Parlamento europeo ha definito la separazione proprietaria come la soluzione più efficace.⁸¹

Mentre in caso di ricorso alla separazione funzionale (ITO), la scelta prevede il ricorso al gestore di trasporto indipendente. In questo modo le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

⁸¹ Risoluzione del 10 luglio 2007 sulle prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità

2. IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS IN ITALIA

2.1 Riflessioni generali sull'attività di distribuzione

Come già accennato in precedenza la distribuzione avviene mediante reti di tubazioni stradali di diversa pressione che insieme ai riduttori di pressione sono fondamentali per gli usi civili più comuni, quali il riscaldamento, la cucina e la produzione di acqua sanitaria. Per questi ultimi aspetti nell'attività di distribuzione del gas ai clienti finali assumono particolare e principale rilevanza la sicurezza, la continuità di erogazione del servizio e la qualità commerciale del servizio stesso, tanto che sono oggetto di ampia e puntuale regolamentazione, vigilanza e controllo da parte dell'Autorità (AEEG)⁸². L'attività di distribuzione del gas è, contrariamente all'attività di vendita, attività di servizio pubblico, per cui agli Enti locali è riservato il compito di individuare il gestore mediante l'espletamento di gare. Il riferimento è all'art.14, a norma del quale *“l'attività di distribuzione di gas naturale è attività di servizio pubblico. Il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni”*⁸³. Il c.d. “Decreto Letta” ha imposto ai Comuni di esternalizzare la gestione del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale (monopolio legale locale) mediante affidamento del medesimo a soggetti industriali necessariamente individuati previo espletamento di procedure di evidenza pubblica (concorrenza per il mercato)⁸⁴. Infatti prima della riforma i Comuni potevano svolgere il servizio di distribuzione nella forma gestionale ritenuta più opportuna, quindi anche direttamente. Prima del decreto non c'erano norme che prevedevano limiti alla durata delle concessioni; quest'ultima era di norma stabilita attorno ai 30 anni dai capitolati di concessione.⁸⁵ I tempi delle concessioni erano così lunghi per il semplice fatto che si voleva dare un tempo sufficiente per poter ammortizzare completamente gli investimenti, in modo tale che a fine concessione le infrastrutture rientrassero nel patrimonio dell'Ente in forma gratuita. Data l'entità del cambiamento causato dal Decreto Letta, il legislatore, al fine di consentire ai gestori di adeguarsi alle nuove disposizioni prevede un regime transitorio tra il sistema passato (Primo periodo) e quello attuale (Periodo a regime).

⁸² Mariani, Menaldi& associati, Il servizio di distribuzione del gas naturale, 2009

⁸³ Articolo 14 D.lgs n164/2000

⁸⁴ Mariani, Menaldi& associati, Il servizio di distribuzione del gas naturale, 2009

⁸⁵ Approfondimento su periodo transitorio., <http://www.molisegestioni.it/html/index.php>

A quindici anni dal Decreto Letta sembrerebbe giunto al termine il lungo iter legislativo avviatosi nel 2000 volto a imporre la gara quale unica modalità legittimamente perseguibile di affidamento del "Servizio Pubblico Locale Distribuzione Gas". Se, da un lato, sembra ormai dai più accettata la volontà di prefigurare un obiettivo di liberalizzazione del servizio pubblico locale di distribuzione, non pochi problemi sembrano profilarsi all'orizzonte del concreto avvio delle gare previste. Ulteriore passo in avanti per quanto riguarda il "Regolamento gare" rispetto al d.m. n 226/2011 è stato fatto tramite il Decreto n.106/2015 con il quale è stato riportato un nuovo Regolamento per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. Suddetto decreto già vigente dal 29 luglio 2015 rimuove le previsioni specifiche contenute nel decreto ministeriale 226 richiedenti l'unanimità per gli atti operativi successivi alla nomina della stazione appaltante per lo svolgimento della gara d'ambito⁸⁶. Inoltre si sarebbe evidenziato dai rapporti periodici dell'AEEG una minore disponibilità energetica del gas naturale. Tale disponibilità potrebbe diminuire in futuro con l'introduzione del nuovo meccanismo di incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili e degli interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni.

Lo scenario competitivo che si aprirà nei prossimi anni (fin d'ora stimabile, ottimisticamente, in non meno di 2/3 anni⁸⁷) impone alle imprese oggi operanti nel settore e, soprattutto, alle loro proprietà comunali una importante riflessione e, soprattutto, il coraggio di scelte di riposizionamento strategico radicali.

2.2 Il servizio di distribuzione del gas come servizio pubblico

La nozione di servizio pubblico ha da sempre costituito il terreno di un profondo dibattito, non solo dottrinale, ma anche politico, economico e sociale. Con il tempo vi sono maturate due teorie, quella oggettiva, e quella soggettiva. Con la prima si considerano pubblici tutti quei servizi che vengono assunti da una Pubblica Amministrazione, con la seconda sarebbero da considerarsi pubblici quei servizi caratterizzati dalla rilevanza sociale degli interessi perseguiti, indipendentemente dal fatto che a svolgerle in concreto fosse un'Autorità pubblica o un soggetto privato⁸⁸. Con il tempo è prevalsa la seconda teoria nel dibattito dottrinale e giurisprudenziale, tant'è

⁸⁶ Ferla S., Il servizio pubblico di distribuzione del gas Naturale. Edizione 2012

⁸⁷ Fazioli R., La Riforma della Distribuzione Gas in Italia: implicazioni patrimoniali, finanziarie e di regulation 2014

⁸⁸ Napolitano S.- I servizi pubblici, in www.giustamm.it

che, *“gli enti locali, nell’ambito delle rispettive competenze, provvedono alla gestione dei servizi pubblici che abbiano per oggetto la produzione di beni ed attività rivolte a realizzare fini sociali e a promuovere lo sviluppo delle comunità locali”*⁸⁹. Ciò che caratterizza il servizio pubblico, sotto il profilo oggettivo, è la propria capacità di soddisfare bisogni di carattere sociale ritenuti dalla collettività meritevoli di tutela; con la conseguenza che il concetto di servizio pubblico rischia di diventare, per sua natura, relativo e modificabile nel tempo e nello spazio.⁹⁰ Sul piano soggettivo il servizio pubblico è strettamente e connesso con le competenze assegnate per legge agli Enti locali, con la conseguenza che l’individuazione della natura pubblica di un determinato servizio non può prescindere dall’indagine delle funzioni e dei compiti dell’Ente che quel servizio intende assumere.

Con specifico riferimento al servizio di distribuzione di gas naturale la qualificazione di servizio pubblico è operata direttamente dal Legislatore dall’art14, comma 1 del D.lgs n 164/2000. Anche se manca una qualificazione normativa, il servizio di distribuzione del gas è ugualmente riconducibile alla nozione di servizio pubblico per come, da ultimo, è ricostruita.

Infatti l’intervento di regolazione del mercato è reso necessario dalle caratteristiche intrinseche del servizio di distribuzione, nella misura in cui lo svolgimento del servizio presuppone la disponibilità della rete⁹¹. Inoltre l’attività di regolamentazione del settore svolta dall’AEEG è preordinato a garantire il diritto a ogni cittadino ad usufruire di tale servizio, la continuità e la qualità del medesimo, l’accessibilità delle tariffe e la copertura territoriale dell’ambito di riferimento.⁹² Una caratteristica importante del servizio di distribuzione è che non risulta direttamente destinato al pubblico, quanto piuttosto a beneficio del soggetto che assume l’esercizio dell’attività di vendita a favore del cliente finale. Questo non significa negare la caratteristica qualificante di servizio pubblico, infatti una volta separata l’unitaria attività di gestione, comprensiva tanto dei compiti di diretta erogazione quanto della gestione delle reti, degli impianti e degli ulteriori beni strumentali, ecco che appare coerente ritenere che vadano attualmente qualificate come di servizio pubblico, non solo le attività direttamente a favore degli

⁸⁹ Art 22 della legge 8 giugno 1990 poi con l’art 112 del D.lgs. n . 267/2000

⁹⁰ Mulazzani M., I servizi pubblici locali di distribuzione del gas, Milano 2006.

⁹¹ Fonte: ibidem

⁹² Petrina A., Il processo di liberalizzazione del servizio pubblico di distribuzione del gas, in www.dirittodeiservizipubblici.it

utenti finali, ma anche quelle ad esse immediatamente strumentali, caratterizzate e differenziate, per lo svolgimento dell'attività di erogazione in senso proprio.⁹³

Sotto l'aspetto normativo il servizio pubblico di distribuzione del gas non si può dire completo se non si prende in considerazione il rapporto tra la normativa generale dettata dall'art.113 del Testo Unico degli Enti locali e la specifica disciplina del settore.⁹⁴ Con riferimento ai servizi pubblici di rilevanza economica si individuano tre temi fondamentali⁹⁵:

- Quello di proprietà delle reti e delle infrastrutture strumentali all'esercizio dei servizi pubblici;
- Quello della gestione delle reti e delle infrastrutture strumentali all'esercizio dei servizi pubblici;
- Quello delle forme e delle modalità di erogazione dei servizi pubblici di rilevanza economica.

Con riferimento alla proprietà delle reti e delle infrastrutture strumentali all'esercizio dei servizi pubblici il quadro normativo è chiarissimo:

- 1) *“..gli enti locali non possono cedere la proprietà degli impianti, delle reti e delle altre dotazioni destinati all'esercizio di servizi pubblici di cui al comma 1, salvo quanto stabilito dal comma 13”*⁹⁶
- 2) Il richiamato comma 13 dispone che *“Gli enti locali, anche informa associata, nei casi in cui non sia vietato dalle normative di settore, possono conferire la proprietà delle reti, degli impianti, e delle altre dotazioni patrimoniali a società a capitale interamente pubblico, che è incredibile. Tali società pongono le reti, gli impianti e altre dotazioni patrimoniali a disposizione dei gestori incaricati della gestione del servizio o, ove prevista la gestione separata della rete, dei gestori di quest'ultima, a fronte di un canone stabilito dalla competente Autorità di settore, ove prevista, o dagli enti locali. Alla società suddetta gli enti locali possono anche assegnare, ai sensi della lettera a) del comma 4, la gestione delle reti, nonché il compito di espletare le gare di cui al comma 5”*.

Tali disposizioni, però, non si applicano alle Regioni a Statuto speciale ed alle Province autonome di Trento e di Bolzano, nel caso in cui risultassero incompatibili con le

⁹³ Mulazzani M., I servizi pubblici locali di distribuzione del gas, Milano 2006

⁹⁴ Mariani, Menaldi., Il servizio di distribuzione del gas, 2009

⁹⁵ Art 113 D.Lgs.n 267/2000

⁹⁶ art.113 del Testo Unico degli Enti locali comma 2

attribuzioni previste dallo Statuto e dalle relative norme di attuazione⁹⁷ In altri termini da viene affermato o il principio dell'incapibilità dei beni strumentali all'esercizio dei servizi pubblici locali e dunque il principio della proprietà pubblica dei relativi assets, o viene esplicitamente ammessa la possibilità che gli stessi Enti locali conferiscano la proprietà di detti beni a società a totale capitale pubblico, incapibile⁹⁸. Per quanto riguarda invece gli investimenti svolti sulla rete dai privati, alla fine della concessione quella parte di rete può rientrare nella proprietà dell'Ente oppure essere messa come base della gara.

Per quanto riguarda la gestione delle reti e delle infrastrutture strumentali all'esercizio dei servizi pubblici, il comma 3, dell'art 113⁹⁹, demanda alle discipline di settore l'individuazione dei casi in cui la gestione di detti assets può essere separata da quella di erogazione del servizio, affermando al contempo il principio per cui *“è, in ogni caso, garantito l'accesso alle reti a tutti i soggetti legittimati all'erogazione dei relativi servizi”*¹⁰⁰. La norma sembra affermare che di regola, la gestione delle reti è connessa con l'erogazione del servizio, salvo le ipotesi in cui le discipline di settore non dispongano la separazione delle due attività; nel qual caso rimane fermo il principio della libertà di accesso alla rete da parte del soggetto erogatore del servizio¹⁰¹.

Nel caso in cui l'attività di gestione delle reti e delle infrastrutture fosse stata separata dall'attività di erogazione del servizio, la gestione delle reti poteva essere affidata sia

- Direttamente secondo il meccanismo in houseproviding, ovvero a società di capitali a totale capitale pubblico che realizzano la parte più importante della propria attività nei confronti dell'ente che la controlla.(adesso non esiste più questa possibilità)
- Previo espletamento di procedure di evidenza pubblica, a imprese idonee.

2.3 La concorrenza nella distribuzione

Il processo di liberalizzazione che ha coinvolto il segmento della distribuzione nel nostro paese, ha avuto fin dall'inizio l'obiettivo ultimo dell'efficientamento del mercato

⁹⁷ Iaricci G.P., Istituzioni di diritto pubblico 2014

⁹⁸ Mulazzani M., I servizi pubblici locali di distribuzione del gas, Milano 2006

⁹⁹ http://www.comune.torino.it/consiglio/norme/D.Lgs._267_2000_aggiornato_al_9_gennaio_2015.pdf

¹⁰⁰ Dlsg 18 agosto 2000 art. 133

¹⁰¹ Mulazzani M., I servizi pubblici locali di distribuzione del gas, Milano 2006

attraverso la riduzione del numero di operatori, l'adozione di un modello gestionale di tipo privatistico e l'introduzione di gare per l'affidamento delle concessioni.¹⁰²

La concorrenza vera è quella concentrata sul controllo delle reti perché permette di indirizzare il mercato e i prezzi di trasporto sulle reti modificano le condizioni della concorrenza.

Come accennato all'inizio del capitolo il servizio di distribuzione è subordinato all'autorizzazione da parte degli enti locali in seguito ad una gara pubblica, inoltre svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione, ed i loro rapporti con il gestore del servizio sono regolati da appositi contratti di servizio¹⁰³. Con l'obiettivo di semplificare e uniformare i criteri delle gare è stato introdotto il concetto di ambito territoriale minimo. Per Atm si intende il bacino di enti comunali italiani interessato da un singolo gestore della rete di distribuzione del gas. L'aggiudicazione delle nuove concessioni in via aggregata per Atm è quello di garantire uno sviluppo efficiente del servizio di distribuzione e di riduzione dei costi di gestione¹⁰⁴. I criteri con il quale possono essere riconosciuti gli ATM possono essere riassunti come:¹⁰⁵

- Individuazione della dimensione ottimale, identificata con la soglia entro il quale si riscontrano significative economie di scala 300.000 clienti finali circa. Questo parametro è riferito ai costi complessivi, ivi compresi quelli centralizzati; considerando solo i costi di gestione tecnica delle reti, il parametro si abbassa a 100.000 clienti.
- Scelta delle Province come dimensione amministrativa di riferimento, salvo individuare più ambiti sub-provinciali ove nella provincia ci siano più di 300.000 clienti finali.

Infine l'ambito non può essere inferiore al territorio comunale, non può essere composto da più di 50 Comuni e i territori serviti da un unico impianto o da più impianti interconnessi devono far parte dello stesso ambito-¹⁰⁶

Secondo le stime REF sono stati individuati 177 bacini di gara, e come previsto dalle normative vigenti, a partire dal mese di luglio 2015, sono incominciate i bandi per le gare dei 177 ambiti territoriali (ATEM) in cui è stato diviso il territorio nazionale.

¹⁰² D'ascenzi M, *Concorrenza e incentivi alle aggregazioni*, in Management delle utilities

¹⁰³ Art 14 164/2000

¹⁰⁴ Il sole 24 ore, - ATM 2011

¹⁰⁵ D.m 19/2011

¹⁰⁶ Ferla S.,- Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale 2012

Anche la Toscana (11 Ambiti) sarà interessata a breve, anzi in parte lo è già stata (gara di Prato), dallo svolgimento delle gare per l'assegnazione del servizio di distribuzione.¹⁰⁷

Per quanto riguarda i territori non ancora metanizzati, la futura gestione del servizio spetta di diritto al soggetto vincitore della gara relativa al pertinente ambito¹⁰⁸.

Da un punto di vista della struttura societaria, le medio-grandi aziende con oltre 500.000 clienti e quelle con un numero compreso tra 100.000 e 500.000 distribuiscono l'80% circa del volume totale di gas distribuito in Italia

Il restante della domanda è coperta dai piccoli operatori che coprono quella dei piccoli comuni che sono molto numerosi. Su un totale di 114 di piccole aziende che distribuiscono gas a un solo comune, cinquantatre sono privati, e su un totale di centoventi che coprono una pluralità di comuni con un numero che non supera i 20.000 abitanti, settantaquattro sono a maggioranza di capitale privato. Dai dati possiamo ricavare che risulta evidente che le dimensioni degli operatori diffusi sul territorio italiano dipendono dalle politiche nazionali, dalle politiche regionali e dal ruolo svolto in prima fila da operatori locali come gestori diretti del servizio. Si può notare come i primi venti gruppi distribuiscono circa l'80% dei volumi e servendo i 2/3 dei comuni metanizzati sono presenti in 81 province sulle 99 metanizzate in Italia. I primi venti operatori sono diffusi in più di una regione, ma solo i primi due hanno una presenza nazionale. Cinque tra i primi venti si presentano come gruppi integrati verticalmente, cioè sono parte di gruppi energetici impegnati anche in attività di generazione¹⁰⁹.

Si può notare che nonostante l'apertura del mercato questo segmento si presenta come il meno attivo di tutta la filiera se si considera la distribuzione secondaria: In primo luogo perché nessuno oltre il leader oltrepassa la percentuale del 10% dei volumi venduti e in secondo luogo a causa del basso tasso di riconversione.

Eni attraverso Italgas, controllata da Snam, detiene 1/3 del mercato della distribuzione in Italia con più di sette milioni di clienti. È il primo operatore in tredici regioni (principalmente al sud) sulle diciannove servite e primo operatore in quarantuno province (figura 6)¹¹⁰. Eni è presente in tutte le regioni con quote modeste solo in Emilia Romagna, Lombardia, Trentino e Veneto, Enel Rete Gas è assente solo in due

¹⁰⁷Fonte: Cgil Toscana - Ufficio stampa

¹⁰⁸ Ferla S.,- Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale 2015

¹⁰⁹Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

¹¹⁰ Italgas., Relazione Finanziaria 2014

regioni, ma con quote superiori al 20% solo in Basilicata, Puglia e Abruzzo. Un caso strano è quello di Edison; la società è presente su tutto il territorio nazionale, ma non è né primo né secondo operatore in nessuna provincia.

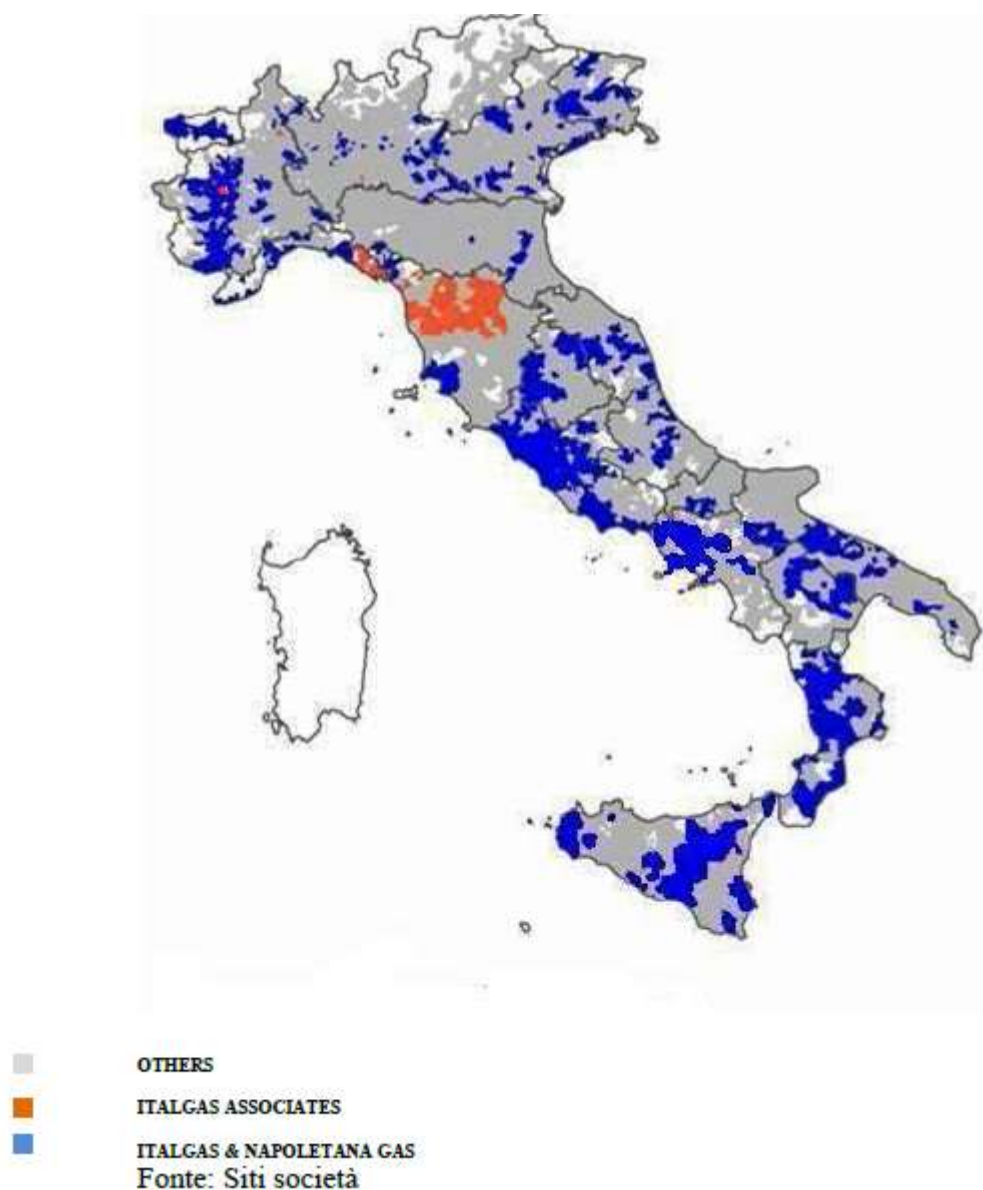


Figura 6 Presenza Italgas in Italia

L'Italia è suddivisa territorialmente in 110 province, di cui 107 sono enti amministrativi di secondo livello (comprese le 10 città metropolitane), più le province autonome di Trento e di Bolzano (a statuto speciale) e la provincia di Aosta¹¹¹

In trentotto province la quota di clienti metanizzati serviti dai primi due operatori è tra il 60 e l'80% della popolazione metanizzata, che corrisponde al 25% della popolazione nazionale, al 20% dei clienti e al 22% del gas distribuito. In ventisei province il primo

¹¹¹I dati sono aggiornati al 01/01/2015 (ISTAT)

operatore ha portata nazionale e internazionale e nella metà dei casi si confrontano come secondi operatori. Nei bacini di dimensione inferiore alla soglia dei 100.000 clienti, il primo operatore ha valenza nazionale e si può notare come la differenza tra i primi due operatori è minore rispetto alla prima categoria facendo pensare così una competizione tra operatori di dimensioni più piccole più frequente. Il numero di distributori che serve un solo comune o più comuni di piccole dimensioni è elevato (69 imprese servono aree con meno di 5.000 abitanti). I fenomeni di aggregazione prima delle gare sono fondamentali soprattutto in questi casi.¹¹²

Le ultime 23 province corrispondono al 21% della popolazione metanizzata, e al 25% dei clienti e del gas distribuito. I primi due gestori servono il 50% circa della popolazione di ciascun ambito di dimensione superiore ai 100.000 clienti. La quota di mercato tra i primi tre operatori è simile in almeno in sei casi. Solo in cinque/sei casi il primo operatore ha una copertura solo regionale, nelle altre è dominante la presenza di Eni e di Enel Rete Gas rispettivamente primo e secondo operatore. In termini di quota di mercato è fondamentale definire le alleanze o le aggregazioni prima dello svolgimento delle gare. Queste sono le zone dove si definiscono la maggior parte degli accordi tra le società partecipanti alle gare pubbliche, consentendo così di mantenere autonomie gestionali.¹¹³

Quanto accade nel settore della distribuzione ha effetti rilevanti sulla concorrenza nella vendita ai clienti finali.

2.4 La concentrazione e il meccanismo delle gare

La rete di distribuzione del gas si caratterizza sia per la parcellizzazione dei gestori sia delle gestioni. Questo lo differenzia dall'energia elettrica, dato che Terna gestisce tutta la rete. Questa frammentazione pone il problema dell'aggregazione. Come in precedenza descritto il fenomeno che ha provocato questa parcellizzazione è stato l'unbundling che ha portato un'ulteriore moltiplicazione dei soggetti. Questo ha provocato la nascita di tante piccole realtà, che sono state oggetto di operazioni di finanza straordinaria.

Dinanzi ad una mancanza di libertà nel mercato e con prezzi regolati, si finisce con il realizzare una concorrenza artificiale dove sopravvivono solo le aziende che riescono a

¹¹²Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

¹¹³ Fonte: ibidem

scaricare i costi di un fattore su un altro servizio, come il costo della comunicazione¹¹⁴. Molte volte i proventi derivanti dagli investimenti in pubblicità non sono collegati al settore pubblicizzato. Enel utilizza margini provenienti dal settore elettrico per assicurarsi nuovi concorrenti nel gas e viceversa. Questo vuol dire che la concorrenza in un qualche modo è falsata dalla disponibilità economica delle società¹¹⁵. Le società multi-utilities hanno consolidato la propria posizione in tale attività senza incrementare la propria quota di mercato, ma rimanendo legate ai propri territori di appartenenza¹¹⁶. Una volta scadute le concessioni, chi vorrà mantenere o espandere la propria quota dovrà confrontarsi in primis con il meccanismo delle gare, o in alternativa con operazioni di M&A gestendo poi tutte le possibili problematiche legate al post acquisizione.

Da quanto verificatosi in passato, il più efficace strumento per l'aggregazione appare essere "l'effetto annuncio". Infatti la notizia della fusione tra ASM-AEM con la conseguente nascita di A2A ha impattato direttamente sulle scelte di altre aziende quali ad esempio Eni e Hera.¹¹⁷ La nascita di A2A rappresenta un modello di sopravvivenza per le piccole medie imprese operanti nel settore italiano. Infatti quest'ultime se non opereranno per la strada dell'aggregazione o delle alleanze rischiano di uscire dal mercato o di essere acquisite.

Come fin qui esposto una peculiarità del servizio di distribuzione del gas è l'impossibilità di coesistenza di più gestori del servizio in un determinato territorio, pertanto le norme vigenti non consentirebbero oggi la liberalizzazione totale del servizio di distribuzione. In questo settore la liberalizzazione può essere assunta solo come ipotesi teorica, che subito incontrerebbe controindicazioni di ordine strutturale, atteso che il servizio in esame è erogato attraverso un'infrastruttura a rete "non replicabile a costi socialmente sostenibili¹¹⁸" e, pertanto, viene a configurarsi, allo stato, come un monopolio naturale a livello locale¹¹⁹. Queste peculiarità del servizio, obbligano un chiarimento di come il servizio debba essere affidato, e cosa sia il meccanismo della gara. Il meccanismo delle gare verrà osservato nei suoi caratteri generali e più importanti per lo scopo dell'elaborato, e si rimanda alla letteratura vigente per un'analisi

¹¹⁴D'ascenzi Mauro (2007), Concorrenza e incentivi alle aggregazioni, in Management delle utilities

¹¹⁵ Bonacchi M., Aziende multi-utility e misurazione delle prestazioni, 2006

¹¹⁶ D. Little A., la Distribuzione del gas in Italia., 1q 2009

¹¹⁷ D'ascenzi Mauro (2007), Concorrenza e incentivi alle aggregazioni, in Management delle utilities

¹¹⁸ Nozione richiamata dall'art4 comma 11 poi dichiarato illegittimo alla corte costituzionale con sentenza 199/2012)

¹¹⁹ Ferla S Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale 2012

più dettagliata. Per chiarezza espositiva prima di tutto è bene fare una distinzione tra appalto pubblico di servizi e concessione di servizi pubblici. La delimitazione del confine che separa appalto pubblico di servizi e concessione di servizio pubblico è, in linea teorica, nitida: il primo, infatti, consiste in un contratto che la P.A. stipula con un privato, ponendosi su di un piano paritario con questo; la seconda, invece, consiste in un atto unilaterale con il quale la P.A. trasferisce in capo al privato la facoltà di svolgere un'attività che, in assenza di tale provvedimento, non potrebbe che esser svolta dalla P.A. stessa¹²⁰. In quest'ultimo caso possiamo avere concessioni di servizi pubblici o concessioni di servizi; questa necessità di distinguere le due diverse tipologie di rapporto tra P.A. e privato non è fine a se stessa, perché riferirsi a una fattispecie o all'altra modifica il panorama normativo di riferimento e, di conseguenza, i parametri di legittimità ai quali deve attenersi la P.A.¹²¹. In ogni caso, in tema di distribuzione del gas naturale, il legislatore ha tolto ogni dubbio all'interprete, sancendo con l'art 14 del dlgs 164/2000 che *“l'attività di distribuzione di gas naturale è un'attività di servizio pubblico.”* L'art 14, d.lgs. n 164/2000 in particolare dispone¹²²:

- Al comma 1, *“Il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a 12 anni (...)”*
- Al comma 5, *“Alle gare di cui al comma 1, sono ammesse, senza limitazioni territoriali, società per azioni o a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata, sulla base di requisiti oggettivi, proporzionati e non discriminatori, con la sola esclusione delle società, delle loro controllate, controllanti e controllate da una medesima controllante, che in Italia o in altri Paesi dell'Unione Europea, gestiscono di fatto, o per disposizioni di legge, di atto amministrativo o per contratto, Servizi pubblici locali in virtù di affidamento diretto o di una procedura non a evidenza pubblica”.*

Il modello delineato è chiaramente quello di una procedura di gara aperta a tutti i soggetti imprenditoriali interessati. Le uniche limitazioni possono derivare dai requisiti di partecipazione, che però, devono essere, proporzionati, oggettivi, e non discriminatori.¹²³

¹²⁰ Mariani, Menaldi, Il servizio di distribuzione del gas ed.2009

¹²¹ Fonte: ibidem

¹²² art 14, d.lgs. n 164/2000

¹²³ Ferla S Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale 2015

Una volta che gli affidamenti arriveranno alla loro naturale scadenza, o dove consentito, a seguito dell'esercizio della facoltà di riscatto anticipato da parte dell'Ente, potrà aver inizio l'iter volto a individuare il soggetto titolare della gestione del servizio di distribuzione di gas.¹²⁴ Tuttavia prima dell'avvio del procedimento di selezione ad evidenza pubblica del nuovo concessionario, e quindi prima della pubblicazione del bando di gara, l'Ente locale dovrà porre in essere alcune necessarie attività propedeutiche all'indizione della procedura.¹²⁵ Ai fini della predisposizione dei documenti di gara, il Regolamento prevede inoltre precisi obblighi informativi a carico dei gestori per eliminare l'asimmetria informativa tra gestori uscenti e nuovi entranti che spesso costituisce uno specifico vantaggio in capo all'uscente.¹²⁶ Quest'ultimo, conoscendo lo stato reale degli impianti potrebbe, sfruttando l'asimmetria informativa, presentare un migliore piano di investimenti e un'offerta relativa agli interventi di efficienza energetica da realizzare nell'ambito maggiormente in linea con le esigenze specifiche del territorio.

Ricordando che la procedura di gara viene regolata dal d.lgs 226/2011(modificato con D.M 106/2015), che da ora in poi chiameremo Regolamento, possiamo evidenziare come in base alla norma si possano evidenziare due tipologie di Attività in capo ai soggetti principali, ovvero i comuni e la “Stazione appaltante”

I primi svolgono tutte le attività propedeutiche alla gara, invece la “stazione appaltante” si occuperà delle attività relative alla gara.¹²⁷ Quest'ultima vedremo che può farsi carico di coordinare i singoli Comuni nella raccolta dati e nella valutazione degli impianti, e può essere delegata al reperimento diretto delle informazioni presso il gestore uscente ex art.2 comma 6 del regolamento. Questi compiti in capo alla “Stazione appaltante” hanno il vantaggio di omogeneizzare le valutazioni di tutti gli impianti, garantendo l'oggettività ai valori messi in gara.

Sinteticamente possiamo dire che i compiti dei Comuni sono¹²⁸:

- La “perimetrazione della Proprietà”
- L'identificazione della stazione appaltante
- Stima del valore di rimborso degli impianti serventi il proprio territorio

¹²⁴Garofoli R., La nuova giurisdizione in tema di servizi pubblici dopo la Corte costituzionale 6 luglio 2004

¹²⁵ Cereda S.C., Periodo transitorio, novità nella distribuzione del gas, in www.strategieamministrative.it

¹²⁶ Regione Lombardia., Il percorso per l'indizione della gara di ATEM.

¹²⁷ Agenzia per l'energia e lo sviluppo sostenibile di Modena. Le attività a carico del comune concedente 2012

¹²⁸Miotto S., Le gare d'ambito., Lega delle autonomie locali della Lombardia 10/03/2014

- Accordo con il gestore uscente del valore di riscatto delle reti
- Individuare gli interventi di ampliamento/ammodernamento della propria rete che costituiranno il contenuto della gara
- La raccolta e consegna alla stazione appaltante di tutta la documentazione necessaria alla predisposizione degli atti di gara.

Le attività che dovranno essere svolte variano in considerazione delle modalità di cessazione del precedente affidamento; ovvero nell'ipotesi in cui L'Ente locale proceda all'esercizio della facoltà di riscatto dovrà seguire un procedimento diverso dall'ipotesi di cessazione della concessione per scadenza naturale. Sinteticamente si può dire che:

- L'ipotesi in cui la concessione decada in ragione di un riscatto anticipato, presuppone, evidentemente, che l'Ente locale prenda una decisione, nel senso di esercitare tale facoltà. Quindi occorrerà procedere, prima di ogni altra attività alla emanazione di un atto con cui la decisione di riscattare il servizio trovi concreta attualizzazione.¹²⁹
- In ipotesi di scadenza naturale dell'affidamento, non occorrerebbe assumere alcuna decisione in ordine alla cessazione della precedente concessione; per cui il primo atto da compiere dovrebbe essere quello dell'emanazione di quella che, nella prassi della contrattualistica pubblica, viene denominata “deliberazione a contrarre”¹³⁰

Il successivo atto che l'Ente dovrà emanare, a seguito delle ipotesi sopra evidenziate è quello consistente nella comunicazione alla Stazione appaltante delle intenzioni di indire una nuova procedura di gara. La comunicazione assolve a due funzioni, la prima di ordine cautelativo, al fine di avviare il contraddittorio con il gestore “uscente” in ordine alle intenzioni dell'Ente locale di procedere a una nuova gara; in linea teorica, il gestore non dovrebbe vantare alcuna legittima aspettativa in ordine alla prosecuzione del proprio affidamento oltre la scadenza, per cui non potrebbe sostenersi la sua qualificazione come controinteressato all'emanazione di futuri atti di gara.¹³¹ La seconda funzione riguarda il proseguimento della procedura. Infatti, potrebbe essere successivamente necessario procedere alla stima del valore delle reti da parte dell'Ente locale, e comunque dovrà essere consentito ai partecipanti della gara di prendere visione

¹²⁹ Mariani, Menaldi, Il servizio di distribuzione del gas ed.2009

¹³⁰ Fonte : ibidem

¹³¹ Doni N., F. Fontini., Analisi delle gare di concessione per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale, N37/2006

dello stato dei luoghi e delle infrastrutture¹³². Successivamente l'amministrazione potrà predisporre il bando di gara una volta che avrà preso una decisione sulle modalità di corresponsione del valore industriale della rete e dei beni realizzati dal gestore. Questo argomento è un punto fondamentale del procedimento e se ne parlerà in prosieguo in modo dettagliato. Comunque si ricorda che “ *Il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati secondo il piano degli investimenti oggetto del precedente affidamento o concessione, è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti di detti investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente e corrispondenti ai piani di ammortamento oggetto del precedente affidamento al netto degli eventuali contributi pubblici a fondo perduto*”¹³³. Per quanto riguarda il regolamento per l'affidamento del servizio ci si affida alla disciplina di riferimento racchiusa nel d.m 226/2011 opportunamente modificato dal decreto 106/2015.

2.4.1. Il soggetto “Stazione Appaltante” caratteristiche e ruoli

Come recita l'articolo 2 del “Regolamento Gare”, la Stazione appaltante non è altro che il soggetto che gestisce la gara; questo può essere il Comune capoluogo se fa parte dell'ambito, oppure se il capoluogo non è nell'ambito può essere:

- Uno dei Comuni appartenente all'ambito;
- la Provincia con tutti i dubbi che si porta questa scelta considerato l'art 14 d.lgs 164/2000
- una società patrimoniale delle reti
- un “altro soggetto già istituito”

Nonostante questo portafoglio di scelte la Stazione appaltante può essere solo un soggetto già istituito, difatti non è possibile istituirne uno ad hoc. Entro le date indicate all'Allegato 1 il Comune capoluogo¹³⁴, se è nell'ambito, oppure la Provincia convoca i Comuni dell'ambito stesso per individuare la Stazione Appaltante. Nel caso la convocazione non viene effettuata entro 6 mesi dalla data indicata allora il Comune capoluogo diventa Stazione appaltante se è nell'ambito, altrimenti in caso il Comune fosse fuori dall'ambito, il Comune più popoloso o la Provincia, trasmette apposita

¹³² Mariani, Menaldi,. Il servizio di distribuzione del gas ed.2009

¹³³ art 14 comma 8 del d.lgs n 164/2000

¹³⁴ Allegato 1 d.m 226/2011 da 6 a 42 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento

relazione alla Regione ai fini dell'esercizio dei poteri sostitutivi.¹³⁵ Per le procedure d'ambito successive alla prima si applicano i termini dell'art.14, comma 7, d.lgs.n, 164/2000, avvio della gara almeno un anno prima della scadenza dell'affidamento.

Il ruolo principale della Stazione appaltante sembra quella di un soggetto a cui è demandato il solo compito di espletare la gara per conto terzi oltre che in nome proprio per il suo ambito¹³⁶. Essa deve preparare e pubblicare il bando gara, svolgerla e aggiudicare la gara per delega degli Enti locali. Gli altri compiti in capo alla Stazione sono quelli di espletare la funzione di controparte contrattuale, per delega espressa degli Enti, e le connesse funzioni di vigilanza e controllo, aiutata da un comitato di monitoraggio composto dai rappresentanti degli stessi Enti. Tutte queste funzioni hanno la caratteristica che non possono essere conservate in capo agli Enti. La configurazione che assume la Stazione appaltante non è quella di una Stazione appaltante in senso stretto, ma quella di un Stazione appaltante "atipica", dove gli Enti delegano organicamente le proprie funzioni di titolari del servizio, con i connessi poteri di vigilanza e controllo da esercitare con il supporto di un comitato di monitoraggio. Per quanto riguarda gli obblighi informativi dei gestori si possono sommariamente raggruppare nelle tre seguenti categorie¹³⁷:

- Informazioni tecniche
- Informazioni di carattere economico-tariffario
- Informazioni sul personale destinato ad essere assunto dal gestore subentrante

Per quanto riguarda le informazioni tecniche possiamo ricondurre gli obblighi informativi allo stato di consistenza, ovvero informazioni derivanti dalla ricognizione completa, anche planimetrica dell'impianto e della proprietà dei singoli tratti di rete. Inoltre devono essere allegate anche la relazione sullo stato di manutenzione dell'impianto, dei punti di riconsegna e dei volumi di gas distribuito.¹³⁸ Nonostante la disciplina dettata dal Regolamento, i Comuni potrebbero non avere accesso ai dati necessari per definire il costo storico dell'impianto, attività che deve essere svolta, oltre che ai fini dell'inserimento nel bando del valore di rimborso da corrispondere al gestore uscente (c.d. VR), anche al fine di comparazione tale valore con quello delle immobilizzazioni nette di località riconosciute dalla regolazione tariffaria (la c.d. RAB)

¹³⁵ S. Ferla., Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed.2015

¹³⁶ S. Ferla., Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed.2015

¹³⁷ Art.4 Regolamento gare

¹³⁸ Allegato B regolamento gare

Le informazioni di carattere tariffario che il gestore è tenuto da dare evidenza sono le componenti tariffarie di località, la tariffa di riferimento espressa in €/pdr, i dati contenuti nelle schede località comprendenti i dati dei costi di capitale e ammortamenti segmentati per tipologia di cespiti e località e ripartiti per soggetto proprietario.¹³⁹

Infine per quanto riguarda le informazioni sul personale che la Stazione appaltante richiede al gestore uscente possiamo sinteticamente far riferimento a quelle sullo stato del lavoratore nei 12 mesi precedenti alla data della richiesta. Ovvero l'anzianità di servizio, la qualifica, TFR maturato, retribuzione annua lorda ecc.¹⁴⁰ Infine la remunerazione della Stazione è data da un riconoscimento identificato annualmente dal gestore, a titolo di rimborso forfetario degli oneri sostenuti dalla Stazione appaltante e dai singoli Enti locali per lo svolgimento delle attività di controllo e vigilanza sulla conduzione del servizio¹⁴¹. Inoltre può essere richiesto un corrispettivo una tantum per la copertura degli organi di gara.

2.4.2 Requisiti di Partecipazione e criteri di aggiudicazione

I requisiti di partecipazione alle gare devono essere presi in considerazione partendo dai requisiti generali, passando per i requisiti di capacità tecnico- organizzativa e infine per quelli di capacità economico- finanziaria.

I requisiti generali individuano i soggetti legittimati a partecipare alla procedura ad evidenza pubblica per l'affidamento del servizio, e i caratteri di esclusione. Essi sono rappresentati esclusivamente dalle società di distribuzione che possiedono l'attività di distribuzione separata da quella della vendita e hanno la forma giuridica di società per azioni o a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata, e gruppi europei di interesse economico.¹⁴² Gli altri requisiti generali sono in linea con la disciplina generale in materia di contratti pubblici ed evidenziano le caratteristiche di esclusione; ovvero sono esclusi dalla partecipazione alle procedure di affidamento delle concessioni e degli appalti di lavori, e non possono stipulare i relativi contratti i soggetti che si trovano in stato di fallimento, di liquidazione coatta e di concordato preventivo¹⁴³. Inoltre occorre non partecipare alla

¹³⁹ Lettera F allegato B al bando-tipo

¹⁴⁰ Art 4. Lett. G

¹⁴¹ M. Del pero, Concessioni gas e regolazione tecnico- economica delle infrastrutture, cesena 10/02/2014

¹⁴² Art. 37. Disciplina delle gare per la distribuzione di gas naturale e nel settore idroelettrico legge 134/2012

¹⁴³ Art 38 d.lgs. 12 aprile 2006

gara in più di un raggruppamento temporaneo o consorzio ordinario di concorrenti; né partecipare in forma individuale, essere in regola con le norme per l'assunzione di disabili e infine non trovarsi, rispetto ad un altro partecipante in una situazione di controllo decisionale.¹⁴⁴

I requisiti di capacità economico-finanziaria circoscrivono l'accesso alla procedura di gara solamente a quei soggetti che dispongono di una capacità economica adeguata alla natura e alla dimensione del servizio da affidare. Più specificatamente devono possedere un fatturato medio del triennio precedente all'indizione della gara, almeno pari al 50% del valore annuo del servizio oggetto di gara, da dimostrare con dati di bilancio della società partecipante alla gara o con i dati del bilancio consolidato della sua controllante.¹⁴⁵

Alternativamente *“i soggetti devono avere garanzie finanziarie da due istituti di credito attestanti che l'impresa negli ultimi tre anni ha fatto fronte ai propri impegni e che ha la possibilità di accedere al credito per un valore pari o superiore alla somma del 50% del valore annuo del servizio oggetto di gara e del valore di rimborso ai gestori uscenti nell'ambito di gara.”*¹⁴⁶. Come si può notare il secondo requisito consente la partecipazione anche a soggetti non dotati di un fatturato di entità almeno pari al 50% del valore annuo, ma richiede garanzie bancarie.

Infine i requisiti di capacità tecnico-organizzativa in linea generale richiedono la dimostrazione del possesso di determinati requisiti in ordine di personale e impianti. Sono presenti set di requisiti alternativi. Il primo considera la titolarità delle concessioni di impianti di distribuzione per un numero complessivo pari almeno al 50% del numero di clienti complessivi dell'ambito oggetto della gara da possedere a momento della partecipazione o precedentemente nei limiti dei 18 mesi.

Il secondo set prende sempre in considerazione la titolarità di concessioni ma da possedere non anteriormente a 36 mesi dalla scadenza della presentazione della domanda alla gara.

Inoltre richiede la dimostrazione di avere al momento dell'affidamento la capacità di gestire gli impianti fornendo in particolare la dimostrazione di¹⁴⁷:

- Disponibilità di strutture, mezzi e personale a livello manageriale per la gestione delle emergenze

¹⁴⁴ Art 10 commi 2-3-4 D.M 226

¹⁴⁵ Morri G., Le condizioni economiche per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas. N 12/2005

¹⁴⁶ Ferla S., il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed 2015 pag 406

¹⁴⁷ Staffetta quotidiana, articolo Gare gas, luci e ombre del nuovo DM

- Disponibilità di personale a livello manageriale e di funzione centrale, di strutture, quali sale controllo, di mezzi tecnici e di sistemi informativi adeguati a garantire il monitoraggio, il controllo e lo sviluppo della rete gas
- Esperienza di almeno 5 anni nel settore gas

Inoltre sono comunque necessarie l'iscrizione al registro delle imprese con capacità di operare anche nella distribuzione del gas, certificazione di qualità UNI ISO 9001 ed esperienza di operare in conformità con la regolazione di sicurezza.¹⁴⁸ Per dare una valutazione d'insieme dei requisiti, si può dire che il Regolamento Gare appare poco esigente dal punto di vista della capacità e dell'esperienza gestionale del settore specialistico della distribuzione del gas, e in particolare consente la partecipazione a soggetti concessionari della gestione di servizi pubblici a rete anche diversi dalla distribuzione del gas (idrico, energia elettrica, GPL...), senza richiedere livelli quantitativi minimi in termini di numero utenti o di volumi, ma si richiede la disponibilità di mezzi, risorse e personale adeguati per svolgere i compiti del distributore. Inoltre si richiede la presenza in organico di responsabili delle attività che abbiano almeno esperienza quinquennale nel gas ed esperienza nelle procedure di sicurezza nel settore della distribuzione, come da regolazione AEEG

Per quanto riguarda i criteri di aggiudicazione, negli appalti pubblici le offerte presentate possono essere selezionate, alternativamente o mediante il criterio del prezzo più basso oppure tramite quello dell'offerta più vantaggiosa. Per quanto riguarda il servizio di distribuzione però, non c'è possibilità di scelta e l'aggiudicazione viene fatta a favore dell'offerta economicamente più vantaggiosa.¹⁴⁹ Infatti l'articolo 14 comma 6 enuncia “...la gara è aggiudicata sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio, del livello di qualità e sicurezza dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti, per il loro rinnovo e manutenzione, nonché dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale presentati dalle imprese correnti”

Esso consente di valorizzare alcuni aspetti delle gare differenti dal prezzo a vantaggio di scelte premianti la qualità delle offerte. Ciò si traduce nell'attribuzione dei pesi ai

¹⁴⁸ Art 32 delibera ARG/GAS 120/08

¹⁴⁹ S. Ferla S. Ferla il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed 2015

diversi elementi di valutazione, il che richiede un'adeguata capacità della stazione appaltante nel tradurre le proprie esigenze in elementi numerici (pesi).¹⁵⁰

Nelle gare di aggiudicazione di distribuzione del gas abbiamo tre elementi

- Condizioni economiche 28 punti max
- Criteri di sicurezza e qualità 27 punti max
- Piano di sviluppo degli impianti 45 punti max

Ciascuno di tali criteri è articolato in più sub-criteri, indicati rispettivamente negli art. 13,14,15¹⁵¹ e spetta al disciplinare di gare di specificare le modifiche in base alle specificità della rete e alle esigenze locali.

Senza pretesa di completezza data la natura del lavoro si passerà a esporre in maniera sintetica i tre criteri considerati, prendendo in considerazione le caratteristiche più importanti.

Per quanto riguarda le Condizioni economiche disciplinate dall'art13 peseranno complessivamente per il 28% del punteggio totale, escludendo la possibilità che le gare siano attribuite sulla base di rialzi. All'interno delle condizioni economiche il peso maggiore è attribuito comunque allo “*sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità*”¹⁵². In altri termini, peseranno relativamente di più tra le condizioni economiche i vantaggi trasferiti ai consumatori entro un valore massimo, dato dalla somma tra la remunerazione tariffaria dell'ammortamento della differenza tra VIR e RAB e gli importi destinati alla stazione appaltante per il rimborso a forfait dell'attività di vigilanza. Una remunerazione ai comuni potrà arrivare solo in forma di rendimento sul capitale di località con un peso del 10% sul totale del punteggio.¹⁵³

I criteri di sicurezza (22%) e qualità del servizio(5%) hanno un punteggio molto simile a quello delle condizioni economiche. Con riferimento ai criteri di sicurezza i parametri sono la percentuale di rete a media/alta/bassa pressione, percentuale di chiamate di pronto intervento con arrivo entro 60 minuti; numero id misure di controllo del grado di odorizzazione nell'anno. Per quanto riguarda la qualità vengono in rilievo gli standard di qualità commerciale previsti dalla RQDC(regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas)¹⁵⁴

¹⁵⁰ Autorità per la vigilanza sui contratti pubblici di lavori, servizi e forniture, Il criterio di aggiudicazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, quaderno dicembre 2011

¹⁵¹ decreto 12 novembre 2011 modificato con Dm 106/2015

¹⁵² Ferla S., Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale. Edizione 2015 pag 409

¹⁵³ Fondazione ASTRID., Finanziamento delle local utilities e investimenti di lungo termine

¹⁵⁴ Allegato A, parte 1 TUDG

La parte preponderante del punteggio, ovvero il 45% invece sarà attribuita sulla base della valutazione del Piano di sviluppo degli impianti. In questo caso la Stazione appaltante deve predisporre con la collaborazione degli Enti locali, un Documento guida, sulla base degli elementi forniti da ciascun Ente locale circa i programmi di sviluppo del proprio territorio. Tale Documento guida ha l'obiettivo di orientare i concorrenti nella redazione del Piano di sviluppo degli impianti, indicando le esigenze e le priorità di intervento. Un altro documento fondamentale è lo stato di consistenza, esso è necessario per la redazione del piano di sviluppo ed è obbligatoriamente allegato al bando gara. Il piano di sviluppo inoltre è costituito da una relazione tecnica degli interventi proposti e dai relativi elaborati progettuali.¹⁵⁵ I criteri del Piano si possono individuare nel comma 3 e sinteticamente si possono aggregare in:

- Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti;
- Valutazione di interventi di estensione e potenziamento;
- Valutazione degli interventi di mantenimento in efficienza della rete e degli impianti;
- Innovazione tecnologica.

La suddivisione del punteggio del 45% fra i criteri è rinviata al disciplinare-tipo

2.5 La proprietà delle reti e il rimborso dei gestori uscenti.

Il tema della proprietà delle reti e dei rimborsi ai gestori uscenti è un tema di particolare rilevanza, nonché caratterizzato da non poche complessità. Il servizio pubblico di distribuzione del gas per la sua natura presuppone l'esistenza di una rete e il tema della proprietà delle reti è assolutamente distinto e non confondibile con quello della gestione del servizio come abbiamo spiegato in precedenza. Perciò di fondamentale importanza è individuare il soggetto proprietario di diritto della rete, perché questo sarà fondamentale per trattare l'argomento dei rimborsi del gestore uscente. In questo ci viene in aiuto la normativa che enuncia *“Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le reti, nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili, rientrano nella piena disponibilità dell'ente locale. Gli stessi beni, se realizzati durante il periodo di affidamento, sono trasferiti all'ente locale alle condizioni stabilite nel bando di gara e nel contratto di servizio”*¹⁵⁶. La norma in commento non affronta in modo diretto e

¹⁵⁵Ferla S., Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale. Edizione 2015

¹⁵⁶ Art 14 comma 4 del d.lgs 164/2000

puntuale la questione della proprietà delle reti di distribuzione, ma parla di disponibilità, e questo permette di distinguere due regimi:¹⁵⁷

1. da un lato, esiste un'infrastruttura che preesiste rispetto all'affidamento ed è di proprietà dell'Ente locale che la conferisce in uso al gestore;
2. dall'altro c'è la possibilità che le dotazioni e gli impianti siano realizzati dal gestore durante l'affidamento, e perciò di sua proprietà che verranno trasferiti alla scadenza della concessione all'Ente locale.

Possiamo dire perciò che nel primo caso la proprietà è dell'Ente locale, nel secondo caso la proprietà è in capo ai gestori per la parte di rete o di impianti realizzati.

Si evidenzia perciò nel primo caso che il soggetto gestore, limitatamente alla durata della concessione, ha il solo godimento della rete; infatti l'Ente locale ne riacquisisce nuovamente la disponibilità alla scadenza del rapporto

Ad un maggior grado di analisi è possibile distinguere tre possibili regimi proprietari.¹⁵⁸

- 1) Il primo come già accennato si ha quando i beni appartengono direttamente agli Enti locali. In questo caso i beni possono far parte o del demanio accidentale compresi quelli individuati quali beni demaniali¹⁵⁹ oppure fanno parte del patrimonio indisponibile¹⁶⁰, che è la categoria che include ogni bene appartenente agli Enti pubblici territoriali che siano destinati a pubblico servizio. Importante è sottolineare che i primi sono inalienabili, mentre i secondi non possono essere sottratti alla loro destinazione, e nel nostro caso gli Enti locali non possono cedere la proprietà delle reti, degli impianti e delle altre dotazioni destinati al servizio pubblico.
- 2) Il secondo regime riguarda i beni strumentali di proprietà degli Enti territoriali ma conferiti in società a capitale interamente pubblico e incedibile, ovvero le cosiddette società patrimoniali delle reti. Questa opzione è l'unica deroga al divieto di cessione dei beni dei beni menzionati all'art 113 comma 2, nei quali rientrano i beni sopraenunciati. Questo tipo di società pur facendo parte delle società di capitali e disciplinate dal codice civile, sono caratterizzate da regole speciali e da finalità istituzionali che gli permettono di mantenere le dotazioni impiantistiche destinate al pubblico servizio.

¹⁵⁷ Mariani, Menaldi & Associati il servizio di distribuzione del gas. Edizione 2006

¹⁵⁸ Ferla S, Il servizio pubblico di distribuzione del gas ed. 2015

¹⁵⁹ Art 822 comma 2 c.c

¹⁶⁰ Art 826 c.c

- 3) L'ultimo caso è l'ipotesi in cui il gestore del servizio sia proprietario, in tutto o in parte delle infrastrutture. Il gestore in questo caso può essere titolare di un diritto di proprietà, ma è condizionato e regolato dal titolo concessorio o dall'atto di affidamento. Il primo in caso di concessionari privati, il secondo in caso di società a capitale misto. Si tratta perciò di un diritto di carattere temporaneo correlato alla durata della concessione.

Questa relazione di disponibilità delle infrastrutture tra Ente e gestore porta al problema dei rimborsi del gestore uscente nel caso esso abbia compiuto degli investimenti infrastrutturali. Infatti in questo ultimo caso particolarmente delicata è la regolamentazione della proprietà dei cespiti alla scadenza del rapporto concessorio.

Rimandando alla letteratura i primi due regimi proprietari, qui si analizzerà il caso in cui la proprietà delle infrastrutture o di una loro parte è in capo al gestore del servizio, in modo tale da introdurre i parametri fondamentali per calcolare i valori di rimborso. Quando arriva a scadenza la concessione o l'affidamento del servizio, i beni debbono ritornare nella disponibilità/essere trasferiti all'Ente locale, il quale ne cura tramite nuova gara il trasferimento ad un nuovo gestore¹⁶¹.

Quest'ultimo avrà la disponibilità delle infrastrutture solo a fronte di un pagamento a favore dell'uscente; il cosiddetto rimborso.

Questo indennizzo dovuto dal gestore subentrante a favore di quello uscente come recita l'art 14 comma 8 costituisce il corrispettivo per la disponibilità di quella parte delle infrastrutture che il gestore uscente ha realizzato e che non è stato in grado di ammortizzare durante i 12 anni di concessione, in ragione della più lunga durata della vita tecnica degli impianti.¹⁶²

Viene perciò ritenuto ragionevole che il gestore uscente riceva un rimborso proporzionale alla parte non ammortizzata delle realizzazioni da lui eseguite.

Il rimborso dovuto è quindi giustificato dal trasferimento del diritto di proprietà tra gestore entrante e gestore uscente, in correlazione al valore residuo di ammortamento di cui l'uscente è tenuto a farsi carico.

Per chiarezza espositiva si evidenzia che la possibilità del trasferimento del diritto di proprietà è avvenuto con gli ultimi mutamenti della normativa grazie al d.lgs 93/2011;

¹⁶¹ Snam. It Le infrastrutture

¹⁶² Fazioli R., Economia delle public utilities 2012

difatti prima di suddetto decreto c'era il trasferimento del solo diritto di utilizzazione tra i gestori, e non quello di proprietà che invece veniva ceduto all'Ente locale.¹⁶³

Prima di addentrarci nel tema del valore del rimborso nel primo periodo ed a regime si evidenziano le possibilità che si possono incontrare in termini di proprietà e decisioni sul rimborso.

<i>Regime Proprietario in essere o contrattualizzato</i>	<i>Effetto sulla proprietà degli asset indotto dalla Riforma</i>	<i>Effetti economici e finanziari su proprietà e gestore</i>
Gli asset sono di proprietà dell'Ente Locale e/o di sua "Società Patrimoniale Comunale"	<i>Caso A</i> La proprietà degli asset non è necessariamente contendibile, quindi può rimanere "pubblica"	Necessario regolare in termini non discriminatori il "Canone d'Uso delle Reti, Impianti e altre Dotazioni" nel rispetto dell'indirizzo costituzionale di chiara valorizzazione della proprietà pubblica
Il Contratto di Concessione vigente prevede la devoluzione gratuita degli asset all'ente locale concedente	<i>Caso B</i> L'Ente Locale ha la proprietà degli asset (eventualmente deliberando il conferimento alla sua "società patrimoniale locale")	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rimane l'obbligo di definire un "Canone d'Uso degli asset". ▪ Non è da escludersi la necessità di dover riconoscere il V.I.R. al gestore uscente, qualora la scadenza naturale del contratto vigente sia oltre il <i>timing</i> previsto dall'A.T.E.M. di riferimento.
Il Contratto di Concessione vigente prevede il riscatto degli asset da parte dell'Ente Locale concedente, secondo (a) algoritmi predefiniti o (b) secondo il metodo del V.I.R.	<i>Caso C</i> L'Ente Locale, non avendo né i mezzi finanziari, né la possibilità giuridica di impegnare la propria spesa in conto capitale allo scopo, delibera: il subentro nei suoi obblighi contrattuali o (1) alla "società patrimoniale locale" o (2) al vincitore della gara ATEM	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acquisto degli assets dal Gestore Uscente 2. inserimento degli effetti economico-finanziari dell'investimento in tariffa 3. alla fine del periodo di concessione, l'asset torna nella disponibilità dell'Ente locale.

Figura 7 Università degli studi di Ferrara, Roberto Fazioli quaderno DEM 9/2014

Definito il valore di rimborso (VR) come l'importo che il gestore entrante deve corrispondere ai gestori uscenti per acquisire gli impianti, si evidenzia come questo può essere calcolato in due modi.

1. Nel "primo periodo", cioè in corrispondenza della scadenza anticipata opelegis della concessione¹⁶⁴, sulla base di quanto previsto nelle concessioni, e si applica l'articolo 15 del 164/2000, oppure in subordine, in base al D.R 2578/1925.Per

¹⁶³ Gilardoni A.,Public utilities e infrastrutture. Profili economici e gestionali 2015

¹⁶⁴ Ferla S., Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed 2015

opelegis si intende la scadenza della concessione, anticipata rispetto alla scadenza naturale prevista nell'atto di concessione originario.¹⁶⁵

2. A "regime", cioè alla scadenza delle prime concessioni affidate ai sensi del D.Lgs 164/2000, in questo caso il VR sarà pari alla RAB, la quale identifica il valore del capitale investito netto, come riconosciuto dall'autorità di regolazione ai fini della determinazione delle tariffe.

Per Scadenza naturale si intende la scadenza dell'affidamento prevista nell'atto di concessione originario o nei successivi atti aggiuntivi, purché stipulati antecedentemente all'entrata in vigore del decreto legislativo 164/2000

Le principali norme applicabili per il calcolo del valore di rimborso le possiamo rintracciare nel decreto Letta, nel regio decreto 2578/1925 art. 24, del D.M 226/2011 con modificazione 106/2015 e nell'articolo 13 del DPR 902/1986

Come è facilmente desumibile dai paragrafi precedenti l'oggetto del rimborso non è altro che la parte di impianto di proprietà del gestore uscente, per la quale non sia prevista la devoluzione gratuita a fine concessione. Nei casi differenti da quelli sopra enunciati e di quelli in cui la proprietà dell'impianto era già dell'Ente o di società patrimoniale, il gestore uscente cede la proprietà della parte di infrastruttura al gestore subentrante previo pagamento del rimborso al netto degli eventuali debiti relativi alle obbligazioni finanziarie in capo al gestore uscente. Ovviamente il gestore subentrante manterrà la proprietà dell'infrastruttura fino al termine dell'affidamento, dopo ciò tornerà nella disponibilità dell'Ente.¹⁶⁶

Molto importante è accennare che i soggetti proprietari di impianti percepiranno dal gestore entrante la remunerazione del relativo capitale investito netto che l'Autorità riconosce ai fini tariffari. Questo argomento lo si tratterà quando si confronterà i differenziali tra VIR e RAB.

2.5.1 Il valore di rimborso nel primo periodo

Il valore di rimborso nel primo periodo è regolato dall'art.5 del Regolamento gare, che ha introdotto una disciplina molto articolata per i criteri di rimborso. Noto è stato soprattutto lo sforzo a fornire parametri applicativi univoci del criterio generale del

¹⁶⁵ L'idea del legislatore era quella di anticipare le scadenze al 31/12/2005 per poter avviare le gare di ogni singolo atem e farle entrare tutte nel "periodo a regime". Il periodo tra l'introduzione del Decreto Letta e la data ultima per anticipare le scadenze si chiama periodo transitorio, dove le aziende dovevano adeguarsi alla nuova normativa. Il periodo transitorio si è esteso poi fino al 31/12/2012.

¹⁶⁶ Commento Art.7 226/2011 modificato 106/2015

Valore Industriale Residuo (VIR), ovvero del criterio normalmente previsto per l'ipotesi di riscatto anticipato. In genere il VIR è richiamato nei contratti di concessione per la regolamentazione delle condizioni alla scadenza, ed è prescritto dal Decreto Letta nel caso in cui nei contratti non si evidenzia la modalità di calcolo del valore residuo. Il VIR è dato dal costo di ricostituzione a nuovo di un impianto identico a quello esistente come risultante dallo stato di consistenza. Questo valore perciò può essere determinato soltanto sulla base di una perizia di stima degli impianti, e per questo motivo suddette stime possono presentare notevoli margini di soggettività. Rimandando alla letteratura per l'analisi dettagliata delle possibili casistiche, dato che esulano dallo scopo dell'elaborato possiamo dire che la caratteristica discriminatoria su cui si basa l'articolo 5 è la data di cessazione del servizio prevista nel bando di gara del nuovo affidamento. Infatti nel primo caso se il termine di scadenza naturale è inferiore o uguale alla data di cessazione del servizio prevista dal bando, il valore di rimborso viene calcolato in base a quanto stabilito dalle convenzioni o dai contratti alla scadenza naturale dell'affidamento¹⁶⁷. Nel caso in cui la scadenza è successiva o non prevista il VR viene calcolato in base a quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, conformemente a quanto previsto nell'articolo 15 comma 5.

La differenza sta nel fatto che soltanto per il secondo caso è prescritta esplicitamente l'applicazione, in subordine, del R.D 2578/1925. Dove trova applicazione quest'ultimo, valgono sempre le prescrizioni dell'art.5 dai commi 5 a 13.¹⁶⁸

Si può dire come si nota dai commi dell'articolo che c'è la prevalenza degli accordi contrattuali tra ente concedente e concessionario ai fini del calcolo del Valore Residuo. Infatti in presenza di un metodo diverso da quello del decreto 2578/1925 si applica il metodo concordato tra le parti, ovvero se trova applicazione il regio decreto, si applicano i parametri del Regolamento soltanto se non sono previsti parametri diversi. Il calcolo de Valore residuo può essere così espresso¹⁶⁹:

$$VR = VIR - CONTRIBUTI + PREMI^{170}$$

Dove:

¹⁶⁷ Art 5 comma 1 226/2011

¹⁶⁸ Relazione congresso Iren 14 settembre 2012

¹⁶⁹ S.Ferla., il servizio pubblico di distribuzione del gas. Ed 2015

¹⁷⁰ Miotto S., Le gare d'ambito per la concessione delle reti gas, Consorzio concessione reti gas

- VIR = (Valore Industriale Residuo) è il costo che dovrebbe essere sostenuto per la ricostruzione a nuovo dell'impianto, diminuito del valore derivante dal degrado fisico dovuto al tempo.
- CONTRIBUTI¹⁷¹: sono le anticipazioni ed i sussidi concessi dai comuni e da altri finanziatori pubblici, valutati al netto delle relative imposte pagate, rivalutati e degradati in base alla normativa tariffaria. Si aggiungono ad essi anche i contributi privati relativi ai cespiti di località, limitatamente alla porzione di impianto che non sia ceduta all'Ente locale tramite devoluzione gratuita. Suddetti contributi sono al netto di eventuali imposte pagate direttamente connesse con tali anticipazioni.
- PREMI¹⁷²: Sono le quote residue degli importi versati dal gestore all'ente concedente prima dell'entrata in vigore del Decreto Letta per l'affidamento, la prosecuzione o il rinnovo della gestione con una scadenza naturale che supera la data di effettiva cessazione del servizio.

Tali quote sono:

- rivalutate in base alla normativa tariffaria,
- degradate considerando una durata utile pari alla differenza fra la data di scadenza naturale della concessione e l'anno di versamento del premi

Per capire meglio come si forma il valore di rimborso è necessario studiare anche il parametro VIR.

La corretta definizione di quest'ultimo è molto importante in quanto un VIR sovrastimato ha come conseguenze¹⁷³:

- La remunerazione eccessiva il gestore uscente;
- Rendere le gare poco competitive;
- Ridurre la capitalizzazione per i Comuni;
- Aumentare le tariffe di distribuzione a carico dei clienti.

I principi generali di calcolo sono contenuti:

- R.D. 15 ottobre 1925, n. 2578
- D.P.R. 4 ottobre 1986 n. 902
- D. Lgs 23 maggio 2000, n. 164
- D.M. 12 novembre 2011, n. 226

¹⁷¹ Art 12 comma 2 bis 106/2015

¹⁷² Art 11 comma 13 226/2011

¹⁷³ Il servizio di distribuzione del gas naturale istituzione degli ATEM, seminario Tortona 7 ottobre 2014

- Eventuali linee guida emanate dal MI.S.E.¹⁷⁴

Perciò come anticipato, dove trova applicazione il primo criterio, valgono sempre le prescrizioni dell'art.5 dai commi 5 a 13 del Regolamento. Nel caso in cui nei contratti o nelle convenzioni manchino dei dettagli per il calcolo, ma è presente la metodologia generale, suddetti elementi devono essere determinati tramite il Regolamento in concomitanza con le linee guida.

Alla luce della normativa riportata, risulta indispensabile, per elaborare tutti gli elementi di stima procedere all'acquisizione dei dati relativi agli impianti esistenti. I gestori hanno l'obbligo di fornire all'Ente locale concedente:¹⁷⁵

- lo stato di consistenza dell'impianto di distribuzione;
- il protocollo di comunicazione delle apparecchiature installate per lo svolgimento dell'attività di misura;
- le informazioni sulle obbligazioni finanziarie in essere relative agli investimenti realizzati nel precedente periodo di affidamento e sui contratti pubblici e privati relativi allo svolgimento del servizio di distribuzione e connessi alla proprietà degli impianti, quali servitù e concessioni di attraversamento;
- la relazione sullo stato dell'impianto di distribuzione, con indicazione delle zone con maggiore carenza strutturale e dei dati di ricerca fughe degli ultimi tre anni, evidenziati per tipologia di impianto e per modalità di individuazione della fuga;
- il numero di punti di riconsegna e i volumi distribuiti riferiti ai tre anni precedenti, oltre che alle caratteristiche medie degli allacciamenti;
- il costo riconosciuto di località e la tariffa di riferimento definiti dall'Autorità;
- le informazioni sul personale addetto alla gestione locale dell'impianto.

L'Ente locale, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 4, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, riceve i piani di sviluppo relativi alle aree gestite da impianti con scadenza opelegis della concessione successiva alla gara.¹⁷⁶

Una volta acquisita la documentazione si procederà alla valutazione degli impianti di distribuzione del gas naturale presenti nel territorio comunale, sulla base della consistenza fornita dal Gestore uscente, definendo il valore industriale residuo (V.I.R.).

¹⁷⁴ Legge n. 98/2013 .Il MI.S.E ha il potere di emanare *“Linee Guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale, in conformità con l'art 5 del Regolamento”*

¹⁷⁵ Art 4 dm 226/2011

¹⁷⁶ Per i compiti in capo agli Enti si rimanda a pagina 42

Il tecnico verificherà, a campione, la correttezza della consistenza degli impianti fornita dal Gestore uscente effettuando sopralluoghi in collaborazione con il Gestore stesso.

La formula per il calcolo del VIR è facilmente desumibile dall'art 5 ¹⁷⁷

$$VIR = CRN - \text{degrado} + \text{Lavori in corso}$$

Analizzandola in dettaglio si può dire che per:

CRN, ovvero Costo di Ricostruzione a Nuovo si intende l'insieme dei costi che si dovrebbero sostenere, per acquistare o costruire e, comunque per porre in condizioni di funzionamento, un impianto che sia equivalente a quello esistente sotto tutti gli aspetti dimensionali e funzionali. Tale costo va valutato come se l'impianto dovesse essere ricostruito al tempo presente, tenendo cioè conto delle attuali norme, dell'attuale urbanizzazione, degli attuali regolamenti, ecc.

Il CRN si calcola applicando allo Stato di Consistenza Fisica (SCF) i prezzi individuati secondo le modalità di cui all'art. 5, commi dal 6 a 9 del Regolamento.

Traducendo vuol dire che il CRN:

$$CRN = SCF \times PREZZI$$

Per SCF (stato consistenza fisica) si intende l'insieme di documenti comprendente la cartografia e la descrizione delle reti e degli impianti afferenti il servizio di distribuzione di gas naturale, con evidenza dell'anno di realizzazione e delle loro caratteristiche costruttive, funzionali e conservative; in particolare per ogni tratto di rete dovrà essere registrato almeno¹⁷⁸:

- l'anno di posa;
- il materiale;
- il diametro

Per cartografia si fa riferimento al sistema di documentazione dell'impianto di distribuzione, esclusi gli impianti di derivazione di utenza e i gruppi di misura, mediante una rappresentazione, almeno grafica, che comprende indicazioni sul materiale delle condotte, il loro diametro e la pressione di esercizio ed in scala almeno 1:2000

¹⁷⁷ Art5 comma 5 dm 226/2011

¹⁷⁸Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

La determinazione dello stato di consistenza (in termini di qualità, anno di costruzione, caratteristiche fisiche) non è sempre cosa facile, anzi può divenire l'aspetto più problematico. E' necessario, perciò procedere alla ricostruzione storica di tutti gli atti e azioni che ne hanno determinato la formazione, recuperando e confrontando informazioni acquisite dall'Archivio comunale e dal Concessionario. Lo stato di consistenza deve comprendere almeno planimetrie, schede tecniche, schemi degli impianti, reports numerici e deve indicare per ogni parte d'impianto l'ubicazione, l'anno di costruzione, la classificazione per caratteristiche di materiali, per dimensioni fisiche e la qualità.¹⁷⁹

La qualità e la completezza dello SCF incide in modo determinante sul CRN.

Per quanto riguarda i PREZZI di ricostruzione a nuovo sono individuati a partire dalle seguenti fonti in ordine di priorità¹⁸⁰:

1. prezzo contenuto nei documenti contrattuali, opportunamente indicizzato, con l'aggiunta di oneri amministrativi se non già compresi;
2. prezzi per lavori edili e per installazione di impianti tecnologici della CCIAA provinciale,
3. analoghi prezzi regionali,
4. prezzo (che sarà) emanato dall'Autorità,
5. valori di mercato come risultano dalle offerte più recenti.

Il prezzo è invece assunto pari ai costi effettivamente sostenuti aggiornati con il deflatore degli investimenti fissi lordi se gli impianti sono stati oggetto di finanziamenti pubblici e hanno avuto prima metanizzazione dopo l'anno 2000¹⁸¹

I suddetti prezzi vanno maggiorati del 13% per tenere conto di oneri amministrativi (autorizzazioni, progettazione, direzione lavori, collaudi e spese generali) se non già compresi nel prezzo utilizzato. Nel caso in cui la voce del prezzo contenga già una percentuale uguale o superiore a 13% si mantiene la percentuale del prezzo.¹⁸²

Per DEGRADO si intende la riduzione globale del valore dei beni, per effetto dell'usura e/o obsolescenza a cui sono soggetti. Il degrado di ogni singolo bene è correlato ad un "coefficiente di degrado", che dipende dalla vita tecnico-economica del cespite distinto per tipologia, la quale a sua volta è definita dall' "Età fisica" del singolo cespite e della

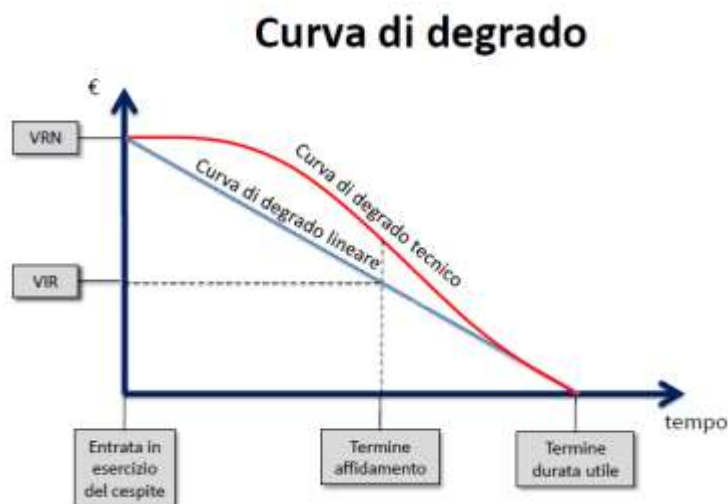
¹⁷⁹ Mariani, Meraldi, il servizio di distribuzione del gas, 2009

¹⁸⁰ Pareschi A., relazione tecnica Ascopiave. Sezione Criteri fondamentali per il calcolo del VIR degli impianti di distribuzione del gas naturale.

¹⁸¹ Art.5 comma 6 dm 226/2011

¹⁸² Art 5 comma 9 dm 226/2011

sua “vita media” Il degrado o deperimento di un cespite viene calcolato in forma direttamente proporzionale al suo Valore di Ricostituzione a Nuovo, moltiplicando lo stesso CRN per un coefficiente di degrado (Cd).¹⁸³



La durata utile è assunta¹⁸⁴:

- pari a quanto indicato nei documenti contrattuali
- in difetto, pari a:
 - per cespiti formati prima del 30/09/2004: durata utile indicata nel Regolamento Criteri
 - per cespiti formati successivamente: durata utile prevista dalla normativa tariffaria emanata dall'AEEG (Del. ARG/gas 159/08)

¹⁸³ Studio Cavaggioni, Relazione di Stima comune di Rossano Veneto 31/01/2013

¹⁸⁴ Sciara Energy consulting, Valore industriale residuo dell'impianto di distribuzione del gas, Stato di consistenza degli impianti al 31.12.2012

DURATA UTILE (Du)		
CESPITE	Fino al 30/9/2004	Dal 1/10/2004
✓ Fabbricati industriali e opere edili	60	40
✓ Condotte stradali in polietilene o acciaio con protezione catodica	60	50
✓ Condotte stradali in acciaio senza protezione catodica	45	Nullo
✓ Condotte stradali in ghisa e giunti in piombo e canapa non risanati	Obsolete	Obsolete
✓ Condotte stradali in ghisa grigia con giunti meccanici	45	Obsolete
✓ Condotte stradali in ghisa sferoidale con giunti meccanici	60	Obsolete
✓ Impianti di derivazione utenza	50	40
✓ Impianti principali e secondari di regolazione e misura	25	20
✓ Gruppi di misura convenzionali portata fino a 10 mc/h	15	20
✓ Gruppi di misura convenzionali portata superiore a 10 mc/h	20	20
✓ Gruppi di misura elettronici	15	15
✓ Impianti di telecontrollo	7	7

Figura 9 Fonte: Sciara Energy Consulting. Valore industriale residuo dell'impianto di distribuzione del gas. Stato consistenza degli impianti al 31.12.2012

La formula illustrata del VIR si può trasformare in¹⁸⁵:

$$VIR = CD \times CRN$$

Dove il coefficiente di degrado può essere calcolato tramite due modalità in base alla tabella precedente.

Se $t < 2004$

$$Cd = 1 - \left\{ \frac{[(2004 + 0.75) - (t + 0.5)]}{Vm1} + \frac{[Cs - (2004 + 0.75)]}{Vm2} \right\}$$

¹⁸⁵ A. Pareschi, Relazione Tecnica AscopiaveSpa, Relazione di stima del Comune di Rossano Veneto, Sciara srl in VIR dell'impianto di distribuzione del Gas Naturale , Stato consistenza degli impianti al 31.12.2012

Se $t > 2004$

$$Cd = [Cs - (t + 0.5)]/Vm2$$

Dove:

- Cs è la data presunta di cessazione del servizio, espressa come anno di cessazione più l'eventuale frazione d'anno(espressa quindi come numero intero cui va sommato il numero decimale corrispondente alla frazione d'anno)
- Vm1 e Vm2 sono rispettivamente le durate utili pre e post 2004¹⁸⁶

Infine per quanto riguarda i LAVORI IN CORSO possiamo dire che essi corrispondono agli investimenti per la realizzazione di parti di impianto non ancora entrati in esercizio e quindi non ancora inseriti tra i cespiti.

L'analisi del Valore di Rimborso nel primo periodo non è però conclusa, perché si deve prendere in considerazione il caso in cui ci sia la devoluzione gratuita all'Ente locale. In questo caso ci può essere un valore di rimborso solo se la concessione prevede, alla sua scadenza naturale, la devoluzione gratuita all'Ente di una parte dell'infrastruttura e la data di scadenza naturale della concessione supera la data di effettiva cessazione del servizio. In questo caso, non essendoci una coincidenza delle date, il gestore ha diritto ad essere indennizzato in relazione alla cessazione anticipata.¹⁸⁷

Se il gestore invece rimane in attività fino alla scadenza naturale non c'è nessun valore di rimborso.

Nell'unico caso in cui il gestore ha diritto al valore, quella parte è calcolata secondo i medesimi principi generali (prevalenza previsioni contrattuali, in subordine Regio Decreto 2578/1925 secondo Regolamento gare) con la sola accezione che la durata utile degli impianti da prendere in considerazione è uguale a quella minore tra

- quella normalmente prevista dalla metodologia generale, (la tabella dell'allegato1)
- e quella derivante dalla differenza fra la data di scadenza naturale della concessione e la data di realizzazione dell'investimento.

Delineata così la disciplina delle modalità di determinazione del rimborso al gestore uscente nel primo periodo, resta da vedere come le nuove regole cercano di attenuare le divergenze tra le parti.

¹⁸⁶<http://www.comune.rossano.vi.it/web/upload/delibere/CC 6>

¹⁸⁷S.Ferla. Il servizio di distribuzione del gas naturale. Ed 2015

Suddette Parti del contratto dal quale dipende il calcolo del valore di rimborso sono l'Ente concedente e il gestore concessionario.¹⁸⁸

In caso di mancato accordo nel periodo di tempo disponibile per emettere il bando di gara d'ambito, il comma 16 prevede che venga indicato nel bando un valore di riferimento, individuato tra il maggiore dei seguenti valori:

- la stima dell'Ente locale concedente,
- il valore riconosciuto dal sistema tariffario (RAB)

Quest'ultimo non è altro che il valore del capitale investito netto riconosciuto dall'AEEG per fini tariffari. Perciò si riconosce che la RAB è assunta come termine di confronto ai fini della valutazione del valore di rimborso in caso di dissenso tra le parti; ma non può risolvere il problema del consistente differenziale rispetto al VIR che spesso si riscontra. Un differenziale che non è affatto anomalo, ma che deriva dai criteri diversi di determinazione, nonché dalle difficoltà legate alla ricostruzione corretta del costo storico degli impianti ai fini tariffari sui quali si basa la RAB.¹⁸⁹

Se il valore accertato in esito al contenzioso fosse diverso dal valore di riferimento, la differenza viene regolata tramite il pagamento da parte del subentrante nei confronti dell'uscente.¹⁹⁰

2.5.2 Il Valore di Rimborso nel periodo a Regime

Per quanto riguarda il valore di rimborso a regime è bene ricordare che per quest'ultimo si intende la situazione, caratterizzata dalla scadenza dell'affidamento come prevista negli atti concessori, comunque non superiore a 12 anni dall'affidamento, al termine della durata delle concessioni affidate per la prima volta dall'introduzione del Decreto Letta

La disposizione di legge è chiara nel prevedere che “*nella situazione a regime*”, il rimborso sarà pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, riconosciuto dalla regolazione tariffaria, in linea con i dati contabili delle imprese. In altri termini si tratta dei costi sostenuti per l'acquisto/realizzazione delle opere, rivalutati e remunerati secondo la metodologia tariffaria, la cosiddetta RAB.

Inoltre saranno incluse le immobilizzazioni in corso di realizzazione, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località,

¹⁸⁸ Sbarbara G., le gare per la rete di distribuzione del gas, Genova 2012

¹⁸⁹ Ferla S., Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale.

¹⁹⁰ Cons. Stato, sex.consult. atti normativi, n.3598 del 28/09/2011

calcolato secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente e sulla base della consistenza degli impianti al momento del trasferimento della proprietà. Con il pagamento del valore di rimborso si trasferiscono al gestore entrante i cespiti precedentemente nella titolarità dell'uscente.¹⁹¹

2.5.3 Differenza VIR-RAB, caratteristiche generali-

Al fine di favorire il confronto concorrenziale in sede di gare d'ambito e di garantire la sostenibilità dell'onere del rimborso¹⁹², il legislatore ha stabilito che il distributore subentrante :

- non sostenesse solo l'onere del rimborso, ma acquistasse anche la proprietà dei cespiti di proprietà dell'uscente;
- Iscrivendo nel suo stato patrimoniale i beni acquisiti, potesse operare l'ammortamento tecnico-economico del costo d'acquisto per tutta la relativa durata tecnica;
- Ricevesse la remunerazione tariffaria del capitale investito (dal precedente distributore) per la realizzazione dei beni stessi.

Rimaneva da risolvere, tuttavia, un delicato problema, con riguardo al primo affidamento delle concessioni d'ambito. Con l'introduzione del Decreto Letta, il sistema tariffario riconosce al distributore il capitale investito per la realizzazione degli impianti, ovvero la RAB, garantendo il recupero di detto capitale e la relativa remunerazione (in quote di ammortamento annuali rapportate alla vita tecnica dei cespiti, questo come vedremo nel prosieguo perché i ricavi di una azienda di distribuzione dipendono dalla RAB).¹⁹³ IL rimborso dovuto al gestore uscente non coincide tuttavia, con il costo di realizzazione dei beni riconosciuto in tariffa. Infatti tale rimborso è di solito determinato in base ad un criterio totalmente autonomo rispetto a quello tariffario, ovvero il criterio contrattuale come abbiamo detto in precedenza. La somma dovuta all'uscente dipende da quanto convenuto tra Ente locale e distributore con riferimento alla scadenza del rapporto di affidamento/concessione. Il criterio contrattuale è, nella maggior parte dei casi, costituito dal VIR, il quale si basa sul costo di ricostruzione a nuovo di un impianto identico a quello esistente, dedotti il valore del degrado fisico e i contributi dell'Ente concedente. Esiste, quindi un disallineamento tra i

¹⁹¹ Miotto S., Le gare d'ambito per la concessione delle reti gas, Consorzio concessione reti gas 30/06/2015

¹⁹² Art 24 d.lgs. n. 93/2011

¹⁹³ Ferla S, il servizio pubblico di distribuzione del gas, edizione 2015 opp cit.

valori, perché la RAB si fonda sul costo storico sostenuto e costituisce un dato conosciuto. E' stato evidenziato come tra i fattori che determinano lo scostamento tra i due valori possono essere rintracciati anche¹⁹⁴:

- a) la diversa durata delle viti utili degli impianti (più lunga nel caso del VIR) e
- b) la disuguaglianza nel valore lordo dei cespiti dovute ai diversi principi di calcolo applicati.

Prima di definire la possibile soluzione finale per trattare la differenza VIR/RAB occorre ricordare preliminarmente che i principi del sistema tariffario in materia di distribuzione del gas naturale sono radicalmente mutati dal periodo di regolazione 2009-2012 poi prorogato al 2013.

Infatti si è passati da un sistema ordinario di remunerazione del capitale investito di località basato su una metodologia di carattere parametrico che prescindeva dai dati concreti contabili disponibili presso i distributori e gli Enti locali, ad un sistema esclusivo di remunerazione del capitale investito di località basato sul costo storico effettivo rivalutato, che risulta dai dati concreti contenuti nei libri contabili dei distributori.¹⁹⁵ Tale nuovo principio è retroattivo, perciò ha avuto applicazione non solo per gli investimenti nuovi, ma anche per quelli realizzati nel passato, con la conseguenza che la determinazione del capitale iniziale di località da considerare ai fini tariffari a partire dal 2009 è dipesa unicamente dai dati contabili che i distributori erano in grado di documentare e fornire all'AEEG. Sulla base di questi dati il regolatore ha definito la RAB per ciascuna località, costituita, per l'appunto, dal capitale investito nelle località riconosciuto dalla regolazione tariffaria. Il cambiamento dei parametri di valutazione del capitale investito, ha portato alla luce rilevanti problematiche, infatti a parità di consistenza fisica degli impianti, si sono formate RAB molto diverse.¹⁹⁶ Le cause di queste difformità sono state rintracciate nel mancato invio da parte dei soggetti proprietari delle reti di fonti contabili idonee a supportare la valutazione dei cespiti e dalle politiche di capitalizzazione adottate dai diversi soggetti

Il valore RAB da confrontare con il VIR è dato dal valore netto delle immobilizzazioni nette rivalutate, al netto dei contributi pubblici e privati. La soluzione a cui l'Autorità è arrivata ad oggi per il trattamento della discrasia tra VIR e RAB è così definita per il gestore entrante:

¹⁹⁴ Berardi e Traini, Valore residuo delle opere del servizio idrico: cercasi certezze, Laboratori Servizi Pubblici Locali REF, luglio 2014

¹⁹⁵ AEEG deliberazione n 159/2008

¹⁹⁶ Ferla S, il servizio pubblico di distribuzione del gas, edizione 2015 opp cit.

- Il gestore paga la differenza VIR/RAB a inizio concessione
- Incassa l'importo RAB = VIR a fine concessione
- Recupera la differenza che finisce in tariffa nel periodo della concessione di 12 anni
- Può rinunciare (anche parzialmente) al recupero offrendolo a base di gara
- Se la differenza tra VIR e RAB supera il 10% le valutazioni vanno trasmesse all'AEEG¹⁹⁷

Appare chiaro ed esplicito nel prescrivere che il sistema tariffario debba “compensare” il suddetto scostamento tra i due valori nell’arco della durata delle prime concessioni d’ambito, suddividendo tale scostamento in quote di ammortamento annuali da includere in tariffa (*“riconosce in tariffa al gestore entrante l’ammortamento della differenza...”*¹⁹⁸). Dopo il primo dodicennio, quindi, non dovrebbe risultare alcun valore residuo da riconoscere tariffariamente, ciò in quanto lo scostamento RAB/VIR è corrisposto come una tantum e non dovrebbe quindi costituire parte integrante del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari e dare origine ai connessi ammortamenti secondo la vita utile dei cespiti. Una volta arrivata a scadenza la concessione, che si troverà nel “periodo a regime” il valore di rimborso sarà dato dalla RAB.

Ricordiamo che al fine di facilitare lo svolgimento delle gare e definire le modalità operative da seguire nella valutazione del valore di rimborso degli impianti al termine della concessione “primo periodo” in assenza di specifiche differenti previsioni contenute negli atti delle singole concessioni stipulati precedentemente all’entrata in vigore del DM 226/2011 il ministero ha emanato delle “Linee Guida”. Brevemente possiamo individuare gli obiettivi principali¹⁹⁹:

- Fornire in assenza di specifiche previsioni contrattuali, modalità operative per la valorizzazione delle reti in equilibrio fra le differenti esigenze delle imprese uscenti, dei clienti finali e dell’impresa vincitrice della gara: infatti la differenza tra il valore di rimborso e la RAB rimarrebbe a carico dei clienti finali e

¹⁹⁷ Legge n9/2014 L’AEEG procede a una “verifica” del valore trasmesso e formula eventuali osservazioni. La procedura è articolata nell’art.12. Essa parte da una verifica della documentazione trasmessa; viene effettuato un test parametrico sul VIR; riallineamento vite utili e nuova verifica dello scostamento VIR/RAB; analisi per indici; Verifica applicazione linee guida 7 aprile 2014; verifica formale sussistenza condizioni per non applicazione linee guida 7/04/2014 e infine un esame sulle giustificazioni trasmesse dagli Enti Locali concedenti.

¹⁹⁸ AeeG art 24 d.lgs n 93/2011

¹⁹⁹ S. Miotto, workshop 10/03/2014 Lega delle Autonomie Locali della Lombardia. Valutazione delle reti e ricadute in tariffa.

dell'impresa vincitrice della gara, a seconda dello sconto tariffario offerto da quest'ultima per aggiudicarsi la gara

- Ridurre il contenzioso tra il gestore uscente e Ente Locale che rappresenta gli interessi dei clienti finali e della futura impresa aggiudicatrice della gara;
- Limitare le risorse complessive da parte di Enti Locali ed imprese concentrandole nella verifica dei dati più importanti, nella corretta applicazione delle Linee Guida e nella scelta delle corrette voci di prezzo;
- Abbreviare di conseguenza i tempi per la preparazione della gara;
- Aumentare la trasparenza e l'omogeneità anche a favore delle imprese partecipanti alla gara e dei clienti finali;
- Dare una ragionevole certezza alle imprese uscenti
- Fornire chiarimenti interpretativi all'articolo 5 del dm 226/2011

Inoltre il rimborso del concessionario uscente è un onere previsto dal bando ed è un elemento determinante per i soggetti interessati alla gara. Questo perché un valore eccessivo porterebbe all'esclusione di molti concorrenti, favorendo il gestore uscente, inoltre è utilizzato ai fini dei requisiti economico-finanziari di partecipazione alla gara, e fa parte del piano industriale, ovvero fa parte della valutazione di sostenibilità ai fini della verifica dell'anomalia dell'offerta.

Per ricapitolare il VIR nasce come partita economica determinata attraverso gli accordi tra gli enti locali e gestori nei casi di riscatto anticipato della concessioni sulla base di stime peritali, o in assenza di accordi attraverso le linee guida del MISE ed è generalmente più elevata della RAB.²⁰⁰ La RAB consiste invece nel valore stabilito dalla regolazione tariffaria per la valorizzazione del capitale investito, ovvero il valore che sta alla base dei flussi di cassa attesi del futuro.²⁰¹

Questa discrasia di valori ha fatto sì che attualmente il tema delle gare per la distribuzione del gas è tutto, tranne che un tema senza criticità. Le ragioni di questa preoccupante situazione sono motivate dalla complessità della documentazione da produrre ma soprattutto dalle norme di riferimento in continua evoluzione, carenti per alcuni aspetti e in alcuni casi tra loro in conflitto. Per esempio un sondaggio della società di consulenza Sciara - Energy Consulting aveva preventivato che nessun bando

²⁰⁰Tra i fattori determinanti la differenza: i contributi privati che il D. Lgs. 164/00 non prevedeva venissero detratti per il calcolo del VIR; la diversa durata delle vite utili degli impianti, più lunga quella per il VIR; disuguaglianze nel valore lordo dei cespiti dovute ai diversi principi di calcolo.

²⁰¹Berardi e Traini, Valore residuo delle opere del servizio idrico: cercasi certezze, Laboratori Servizi Pubblici Locali REF, luglio 2014

di gara per il servizio di distribuzione gas del primo blocco (escluso l'ATEM di Roma) sarebbe partito entro la scadenza prevista dell'11 marzo 2015, ed effettivamente così è successo²⁰². Attualmente, i primi bandi previsti sono per il primo semestre 2016 e questo vuol dire che per arrivare all'affidamento vero ci vorrà ancora molto tempo, infatti si presume che il primo affidamento del primo impianto potrebbe avvenire non prima del 2017²⁰³

Si nota come pur tra mille difficoltà, alla fine del 2013 la riforma era una realtà e il settore si preparava alla prima tornata di gare. Lo scenario che si andava delineando concretamente avrebbe prodotto forti movimenti di capitali sottesi al cambio di proprietà di migliaia d'impianti con evidenti benefici per la fiscalità nazionale. Questo slittamento è avvenuto proprio per risolvere l'annoso problema del riconoscimento in tariffa del valore di rimborso degli impianti (la nota problematica VIR/RAB) caratterizzato da moltissime RAB calcolate d'ufficio che non fotografano la realtà (oggi definite RAB depresse). E qui sta il grave errore: voler far coincidere da subito un valore patrimoniale, tutelato anche dal Codice Civile, con esigenze tariffarie che per loro natura rispondono ad esigenze e finalità specifiche. Penalizzare poi il VIR, soprattutto per i gestori uscenti che si confermano, inventando modalità che lo riducono, adattandolo alla RAB.

Tutto ciò ha bloccato l'iter delle gare (le concessioni sono scadute dal 31/12/2012 per la fine del periodo transitorio), le negoziazioni in corso per la cessione di impianti di distribuzione o parte di essi, e hanno generato oltre 20 ricorsi al TAR contro le linee guida che riducono in modo significativo il valore da riconoscere²⁰⁴.

²⁰² Sciara Energy Consulting., Articolo: Gare Gas, del primo blocco nessuna è pronta. 10/02/2015

²⁰³ Laura Serafini - Il Sole 24 Ore - leggi su <http://24o.it/HBjKf3>

²⁰⁴ Dm 22 maggio 2014

3.1 Aspetti generali e attività di regolamentazione

Per le società Power ed Energy si applicano i metodi più usati in materia, come il DCF, l'EVA e i multipli, sia altri criteri che forniscono importanti benchmark di valore. Per comprendere meglio questi criteri alternativi è utile suddividere la catena del valore, rispettivamente, dell'industria elettrica e di quella energetica (oil & gas), in diverse fasi (generazione/estrazione, trasmissione/distribuzione e vendita), ognuna delle quali richiede uno specifico approccio valutativo in aggiunta al metodo principale.

Per valutare le società di trasmissione di energia elettrica o distribuzione di gas, è necessario considerare l'importante impatto regolamentare che tali attività hanno subito in questi ultimi anni e la conseguente influenza sui metodi di valutazione adottati. A tal proposito, ha trovato affermazione il cosiddetto metodo basato sulla RAB (Regulatory Asset Base), che rappresenta il valore degli asset aziendali definiti dall'Autorità (nella fattispecie, il valore dei tubi per la distribuzione del gas o la rete elettrica per la trasmissione di energia).

È inquadrabile come una sorta di metodo misto, che considera sia elementi patrimoniali che flussi di risultato, e consiste nell'assumere il valore riconosciuto della RAB, rettificato da un fattore di correzione. Come il valore indicativo per l'Enterprise Value della società; il fattore di correzione riflette sia la capacità della società di generare un livello di redditività maggiore o minore della remunerazione riconosciuta dal Regolatore sul capitale investito sia indicatori di efficienza nel controllo dei costi.²⁰⁵

Per valutare, infine, le società che svolgono attività di vendita, soprattutto nel contesto di Paesi ad avanzata liberalizzazione del mercato, si utilizzano multipli che prendono in considerazione il numero di clienti che formano il bacino d'utenza finale.

Come appena descritto nella valutazione delle aziende di distribuzione del gas si deve tener conto dell'influenza dell'Autorità. Perciò di primaria importanza è analizzare chi è suddetta autorità e quali sono i suoi compiti.

L'Autorità per l'energia elettrica il gas, e il sistema idrico (AEEG o AEEGSI) è un organismo indipendente, nato nel 14 novembre 1995, tramite legge n. 481 con il compito di sorvegliare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di

²⁰⁵ Borsa Italiana : guida alla valutazione

regolazione e di controllo²⁰⁶. L'Autorità svolge inoltre una funzione consultiva nei confronti di Parlamento e Governo ai quali può formulare segnalazioni e proposte e presenta annualmente una Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. Essa svolge funzioni di regolamentazione e di controllo nei settori dell'energia elettrica, gas e ibrido in cui si vuole “*garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza*” nonché “*assicurare adeguati livelli di qualità*”²⁰⁷. Tali obiettivi devono essere perseguiti garantendo la fruibilità e la diffusione dei servizi in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, nonché promuovendo la tutela degli interessi degli utenti.
²⁰⁸ “*L'Autorità opera in piena autonomia e con indipendenza di giudizio nel quadro degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo e dal Parlamento e delle normative dell'Unione europea. Inoltre definisce le procedure ed i regolamenti per l'organizzazione interna, il funzionamento e la contabilità, e viene finanziata da un contributo sui ricavi degli operatori regolati nella misura dell' 1 per mille*”²⁰⁹”

L'Autorità regola i settori di competenza, attraverso provvedimenti (deliberazioni) e, in particolare:

- Stabilisce le tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture, garantisce la parità d'accesso, promuove, attraverso la regolazione incentivante gli investimenti con particolare riferimento all'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza;
- Definisce i livelli minimi di qualità dei servizi per gli aspetti tecnici, contrattuali e per gli standard di servizio;
- Aggiorna trimestralmente le condizioni economiche di riferimento per i clienti che non hanno scelto il mercato libero;
- Accresce i livelli di tutela, di consapevolezza e l'informazione ai consumatori;
- Adotta provvedimenti tariffari e provvede all'attività di raccolta dati e informazioni in materia di servizi idrici;
- Svolge attività di monitoraggio, di vigilanza e controllo
- Può imporre sanzioni e valutare ed eventualmente accettare impegni delle imprese a ripristinare gli interessi lesi (dlgs 93/11)

²⁰⁶AEEG <http://www.autorita.energia.it>

²⁰⁷legge. 14 novembre 1995, n. 481

²⁰⁸ Mariani, Menaldi&Associati., Il servizio di distribuzione del gas. 2009

²⁰⁹Senato della repubblica., Legislatura 17 Atto di Sindacato Ispettivo n° 3-01134

I costi di allacciamento alla rete non sono, invece di competenza dell'AEEG, in quanto vengono determinati contrattualmente tra l'Ente locale e il distributore.

L'AEEG ha definito un periodo regolatorio di 6 anni, con revisioni infra-periodo di :

- Triennale del tasso di rendimento delle attività prive di rischio RF, questo comporta la revisione del WACC(fino al 2015 compreso era prevista una revisione biennale)
- Triennale degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività

3.2 La Regulatory Asset Base-RAB

Come accennato precedentemente, l'AEEG disciplina le attività delle società sotto il suo controllo. Essa infatti definisce i ricavi massimi ammessi che dipendono dalle tariffe disciplinate; e la cui marginalità è strettamente connessa alla remunerazione concessa sulla Regulatory Asset Base insieme agli investimenti di sviluppo della rete, ai costi operativi e agli ammortamenti che vengono riconosciuti quale componente diretta dei ricavi.

Tale metodo ha l'obiettivo di far allineare il più possibile la remunerazione riconosciuta a quella richiesta dal mercato, per far sì che le società non realizzino extra profitti, inoltre si caratterizza da una superiore rigidità rispetto agli altri metodi utilizzati nelle utility perché va a definire ogni parametro della struttura ricavi-costi dell'azienda: Considerato che i ricavi non sono modificabili dalle aziende, se non in piccolissima parte, l'ottenimento di un margine aggiunto rispetto a quello stabilito dall'Autorità dipende essenzialmente dalla capacità del soggetto gestore dell'attività di realizzare ulteriori recuperi di efficienza.

L'esposizione della metodologia di valutazione tramite RAB non può che partire dallo studio di quest'ultimo elemento data la sua importanza per la redditività e la sua centralità nella definizione delle tariffe. Il capitale investito delle imprese distributrici si distingue per funzione in due categorie²¹⁰:

- capitale investito centralizzato;
- capitale investito di località.

Entrambi si articolano in capitale investito relativo al servizio di distribuzione e in quello di misura, con la sola differenza che solo il capitale investito di località sarà la base per il calcolo della RAB di località. Il capitale investito centralizzato è identificato

²¹⁰ Snam relazione finanziaria 2014

per ciascuna impresa distributrice ed è costituito dal capitale assegnato convenzionalmente al servizio di distribuzione, includendo anche le dotazioni di capitale relative al servizio di commercializzazione, telelettura, telegestione e concentratori²¹¹.

Il valore del capitale investito netto centralizzato è determinato dalla sommatoria del:

- valore delle immobilizzazioni nette centralizzate determinato sulla base di criteri parametrici, utilizzando il costo medio di bilancio nel 2011 aggiornato al 2014²¹². SI considerano immobilizzazioni centralizzate gli immobili e i fabbricati non industriali e le altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali escluso l'avviamento²¹³;
- valore del capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni centralizzate, calcolato in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde.

L'ammortamento relativo ai cespiti centralizzati è determinato secondo criteri parametrici, basati sull'analisi puntuale dei dati contabili delle imprese distributrici.²¹⁴

Relativamente agli asset centralizzati afferenti i sistemi di telegestione, viene previsto il riconoscimento tariffario dei costi di telelettura/telegestione e dei costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese per i primi due anni del quarto periodo regolatorio²¹⁵.

Per la determinazione dei livelli iniziali del capitale centralizzato per il quarto periodo regolatorio dell'impresa distributrice *C* esistente al 31/12/T si utilizza la seguente formula.

$$IMN_{t,c}^{CEN} = VS_t \times NUA_{t,c}$$

Dove:

- VS_t è il valore medio unitario per punto di riconsegna relativo alle categorie di cespiti relativi agli immobili e fabbricati non industriali e alle altre

²¹¹ AEEG Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019., documento 573/2013/R/GAS

²¹² Per maggiori dettagli documento 537/2013/r/gas pag 73

²¹³ AEEG., Relazione AIR, Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019., deliberazione 573/2013/R/gas

²¹⁴ Il valore medio unitario dell'ammortamento relativo alle categorie di cespiti sono determinati in euro per punto di riconsegna servito. Pertanto per ogni impresa il valore dell'ammortamento dei cespiti centralizzati sarà pari a valore medio unitario dell'ammortamento moltiplicato per il numero di punti di riconsegna serviti.

²¹⁵ Snam, relazione finanziaria 2014, Distribuzione di gas naturale

immobilizzazioni materiali e immateriali;²¹⁶

- NUA è il numero di punti di riconsegna di ciascuna società e serviti nell'anno t, assunti pari a quelli serviti nell'anno t-2

Per la valutazione del capitale investito di località, viene confermato, per il primo triennio del periodo di regolazione (2014 - 2016), il criterio generale di valutazione del capitale investito di località (RAB di località) basato sul metodo del costo storico rivalutato. E' stata confermata l'applicazione dei criteri di valutazione a costi standard per gli investimenti relativi al piano di installazione dei misuratori elettronici.²¹⁷ Il valore risultante della RAB di località al netto del capitale circolante e delle poste rettificative sarà quello da confrontare in sede di rimborso con il VIR.²¹⁸ La "regulatory asset base" di una società di distribuzione sarà data dalla sommatoria dei capitali investiti di località, utilizzando il costo storico rivalutato e dal valore del capitale investito centralizzato²¹⁹. Per calcolare le variazioni del RAB, al valore di inizio anno si sommano investimenti e inflazione e si detraggono gli ammortamenti²²⁰. La RAB come si vedrà meglio nel prosieguo del lavoro costituisce la base sulla quale si applica la tariffa che, normalmente, viene rinegoziata con il regolatore ogni sei anni²²¹, ma che viene aggiornata nelle sue componenti ogni anno. Come fin qui dedotto, fondamentale importanza lo ha il capitale investito regolato²²², e specialmente il valore delle varie RAB di località, che rappresentano il valore più importante delle società di distribuzione e perché in sede di gara sarà il valore di ogni singola RAB di località ad essere rimborsato. Esso può essere identificato con la seguente formula²²³:

$$RAB_t = IMM_{NETTEt} + IM_{INCORSOt} + CCNL_t - CONT_t - P.RETT_t$$

Dove:

²¹⁶ Partendo dal valore delle immobilizzazioni di un anno base (esempio 2011) si moltiplica per il tasso di variazione medio annuo di un determinato periodo (2011-2013) e poi si rivalutano con il deflatore. Su queste basi è stato definito un valore del parametro VS per l'anno 2014 pari a 39,21 €/punto di riconsegna.

²¹⁷ SNAM., Relazione Finanziaria distribuzione del gas 2014

²¹⁸ AEEG., raccolta RAB gas, cespiti di proprietà del gestore, 2014

²¹⁹ Per capire le differenze con il costo di sostituzione vedere figura n12 pag 132

²²⁰ Codidetta RAB Calendar

²²¹ <http://www.ilsole24ore.com> Cosa è la RAB e come si calcola? 30/08/2011

²²² Per la rivalutazione dei beni aziendali oltre al costo storico rivalutato, possiamo avere la rivalutazione sia del costo storico sia del fondo ammortamento, sia la sola riduzione del fondo ammortamento. L'unico limite presente è che la rivalutazione non può superare il valore di sostituzione., LEGGE DI STABILITA' 2014 e Documento OIC Interpretativo n. 3 del marzo 2009

²²³ AEEG <http://www.autorita.energia.it/allegati/seminari/140710garegas.pdf>

- IM_nette = Immobilizzazioni nette di località determinate sulla base della consistenza al 31 dicembre t-2, aumentate delle variazioni intervenute nell'anno t-1 e opportunamente rivalutate (Immobilizzazioni lorde - Ammortamenti)
- IM_incorso = Immobilizzazioni in corso di località valutate sulla base delle consistenze al 31 dicembre t-2, opportunamente rivalutate e tenuto conto delle variazioni intervenute nell'anno t-1
- CCNL = Capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni di località calcolato in misura pari allo 0.8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde
- CONT = Contributi pubblici in conto capitale e contributi privati
- P.RETT = Quota parte delle poste rettificative, comprendenti Fondo TFRL e fondo rischi e oneri

Per immobilizzazioni di località si intendono:

- Terreni sui quali sorgono fabbricati
- Fabbricati industriali
- Impianti principali e secondari
- Condotte stradali
- Impianti di deviazione
- Gruppi di misura convenzionali
- Gruppi di misura elettronici e dispositivi add-on

Il valore della RAB viene rivalutato annualmente in base al dato Istat sul deflatore degli investimenti fissi lordi e aggiornato sulla base degli investimenti netti realizzati.

Il valore delle immobilizzazioni lorde viene determinato in base al metodo del costo storico rivalutato dove il valore attuale netto dei cespiti è calcolato a partire dal costo storico originario, prima rivalutato e poi degradato tenendo conto dell'età del cespite in relazione alla sua durata convenzionale²²⁴

Il valore di reti e impianti di distribuzione del gas naturale determinato dall'AEEG con il criterio RAB (o Capitale Investito Netto della Distribuzione) è riportato in carattere privato, per ogni soggetto gestore concessionario, nel sito stesso dell'AEEG con la denominazione "CINdis"²²⁵. I dati consuntivi disponibili, utilizzati ai fini della

²²⁴ Franceschi I., Modelli finanziari per la valutazione d'azienda, 2015

²²⁵ A.T.M. Azienda Tortonese Multiservizi spa. Relazione su Consistenza dell'impianto di distribuzione e misura del gas naturale in Tortona di proprietà A.T.M 26/04/2012

determinazione delle tariffe t , sono riferiti al 31/12/t-2²²⁶ e sono determinati in base ad ogni località. L'Autorità ai fini della fissazione dei livelli iniziale del capitale sociale investito per il quarto periodo di regolazione (2014-2019), per ciascuna impresa distributrice c , con riferimento a ciascuna località i , il valore lordo delle immobilizzazioni materiali di località, relative al servizio di distribuzione ovvero al servizio di misura al 31 dicembre 2012, è determinato secondo la seguente formula²²⁷:

$$IML(att)_{12,c,i} = \sum_s \sum_t CA_{t,c,s,i} \times dt$$

Dove:

- Att vale:
 - dis per cespiti di distribuzione
 - mis per quelli di misura
- $CA_{t,c,s,i}$ è il costo storico dei cespiti dell'impresa c , appartenenti alla tipologia s , acquisiti nell'anno t , siti nella località i , ancora in esercizio al 31/12/2012
- dt è, per ciascun anno t , il deflatore degli investimenti fissi lordi²²⁸

La determinazione del valore netto delle immobilizzazioni viene effettuata sottraendo il valore del fondo ammortamento.

In particolare, ai fini della fissazione dei livelli iniziali del capitale investito per il quarto periodo di regolazione, per ciascuna impresa distributrice c , con riferimento a ciascuna località i , il valore netto delle immobilizzazioni materiali di località, relative servizio di distribuzione ovvero al servizio di misura al 31 Dicembre dell'anno 2012, è determinato secondo la seguente formula²²⁹

$$IMN(att)_{12,c,i} = IML(att)_{12,c,i} - \sum_s \sum_t (A_{t,c,s,i} \times dt)$$

Dove:

- $A_{t,c,s,i}$ è per ciascun cespite dell'impresa c , appartenente alla tipologia s , acquisito nell'anno t , nella località i , ancora in esercizio a al 31/12/20012, il

²²⁶ Utilitiem., Stima e proiezione della Rab 2011., I dati di input sono rappresentati dai questionari di località e di società trasmessi all'AEEG per la richiesta di determinazione della tariffa di riferimento; dalla copia dei costi riconosciuti pubblicati sul sito dell'AEEG e dal prospetto degli investimenti e delle dismissioni per il triennio successivo

²²⁷ AEEG., Deliberazione 310/2014/R/GAS

²²⁸ Tabella coefficienti di deflazione, vedere riferimento pag 133

²²⁹ AEEG., Deliberazione 310/2014/R/GAS

fondo ammortamento definito in funzione dell'anno di acquisizione dei cespiti e dell'anno in cui si riferisce

Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno t, l'ammortamento dei cespiti di località relativo al servizio di distribuzione, per ciascuna tipologia di cespiti s per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i, è calcolato secondo la seguente formula²³⁰:

$$AMA(dis)_{12,c,i} = \sum_s IML(dis)_{12,c,s,i} \times \frac{1}{vu^s}$$

Dove

- $IML(dis)$ è il valore delle immobilizzazioni lorde aggiornato all'anno t con riferimento a ciascuna tipologia di cespiti s dell'impresa c al servizio di distribuzione con riferimento alla località i²³¹;
- Vu è la vita utile convenzionale ai fini regolatori dei cespiti di località della tipologia s²³².

Le regole illustrate per il calcolo del valore delle immobilizzazioni valgono per la località dove le tariffe di riferimento sono determinate con un calcolo puntuale.

Per concludere il discorso sul calcolo RAB di ciascuna località è d'obbligo evidenziare che l'Autorità compie anche la raccolta dati dei cespiti di proprietà. Essa ha la finalità di fornire un supporto ai gestori ed Enti Locali nella determinazione del valore della RAB disaggregata in funzione dei profili proprietari e delle esigenze connesse allo svolgimento delle gare. Infatti come fin qui evidenziato i dati calcolati e resi disponibili per le RAB di località sono in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario in quanto i dati raccolti ai fini tariffari dall'Autorità non distinguono i cespiti in funzione del soggetto proprietario. Per ciascuna località, ai fini tariffari, è infatti attualmente determinato un unico valore aggregato della RAB. Questa disaggregazione è molto importante per il confronto con il VIR, e prende in considerazione solo la RAB relativa agli asset esistenti in una certa località di proprietà del gestore uscente e soggetta a trasferimento a titolo oneroso.²³³ Ai fini della confrontabilità è necessario procedere a una riconciliazione temporale dell'orizzonte di

²³⁰ <http://www.autorita.energia.it/allegati/seminari/140710garegas.pdf>

²³¹ Fonte: ibidem

²³² Per le vite utili convenzionali vedere figura n.9 pag 67

²³³ <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/14/140603.htm>

riferimento. Il riallineamento tra le due grandezze dovrà tenere conto come già detto degli investimenti netti e degli ammortamenti rivalutati e del saldo dei lavori in corso.

A livello di singolo ATEM Il progetto dell'Aeeg permetterà di acquisire le informazioni necessarie a disaggregare i valori delle RAB di località per soggetto proprietario, e l'Autorità stessa calcolerà poi il valore oggetto di trasferimento al gestore entrante, a seguito delle gare d'ambito,

Le succitate informazioni saranno rese disponibili alle Stazioni Appaltanti sul sito dell'Aeeg. Le Stazioni appaltanti ovvero i singoli Comuni potranno poi chiedere ai gestori i dati di input, che gli stessi hanno trasmesso all'Aeeg ai fini tariffari, e calcolare autonomamente la RAB oggetto di trasferimento, confrontandola con quella calcolata dall'Autorità.

La RAB di un'impresa distributrice a livello generale senza distinzione di località può essere calcolata con formule che derivano strettamente dalle precedenti.

Per quanto riguarda le immobilizzazioni lorde si ha la seguente formula:

$$IML(att)_n = \sum_{s,t} CA_{t,s} \times dt$$

Il valore del fondo ammortamento definito in funzione dell'anno di acquisizione dei cespiti e dell'anno a cui si riferisce l'ammortamento modificato per il deflatore²³⁴ è invece dato da:

$$IPA = \sum_{s,t} CA_{s,t} \times dt \times FD_{s,t}^n$$

Dove:

- $CA_{s,t}$, è il costo storico dei cespiti appartenenti alla tipologia s , acquisiti nell'anno t , ancora in esercizio
- dt è, per ciascun anno t , il deflatore degli investimenti fissi lordi²³⁵
- FD^n è l'indice che rappresenta il livello di ammortamento del cespite.²³⁶

²³⁴ AEeg., Deliberazione 310/2014/R/GAS

²³⁵ Per il deflatore vedere tabelle in calce

²³⁶ Con l'art 17 della RTDG 2009-2012 gli ammortamenti vengono calcolati con il meccanismo di gradualità e il minor ammortamento riconosciuto in tariffa si sostanzia in una modifica della vita utile del cespite ai fini regolatori. Ovvero si applica un coefficiente correttivo determinato in funzione della quota parte degli ammortamenti non riconosciuti in tariffa

Il valore delle immobilizzazioni nette sarà dato dalla differenza di queste due ultime formule.

Ai fini della determinazione della RAB come visto nella formula principale a pag 79 è necessario conoscere anche il valore del saldo delle immobilizzazioni in corso sottraendo dal valore complessivo dei lavori in corso il valore complessivo di quelli entrati in esercizio in anni successivi a quello della stima²³⁷.

$$SaldoLic = \sum_{s,t} LIC_{s,t} x dt - \sum_{s,t} LICese_{s,t} x dt$$

Per la determinazione del valore netto dei contributi valgono le medesime regole e formule descritte per le immobilizzazioni, dove al posto del valore storico del cespite c'è il valore storico dei contributi incassati all'anno t riferiti al cespite s. Le poste rettificative risultano pari allo 0,7% dell'immobilizzato netto relativo alle attività di distribuzione e misura.

$$P.Rett = IMN * 0.007$$

Una volta definito il valore del capitale investito ai fini tariffari, c'è da evidenziare i criteri generali delle determinazioni delle tariffe, perché proprio la RAB è all'origine dei flussi di cassa dell'impresa, e rappresenta il punto di partenza per il calcolo del tetto massimo dei ricavi riconosciuti dal regolatore²³⁸. Gli elementi cardine e gli obiettivi su cui si fonda la struttura del regime tariffario per la distribuzione/trasmissione sono²³⁹:

- La definizione di tariffe che garantiscano l'economicità del business e consentano adeguata redditività all' esercente;
- La minimizzazione dei costi di servizio;
- L'incentivazione degli investimenti

Senza scopo di esaustività e con rimando alla regolamentazione vigente si può però identificare le caratteristiche più importanti del sistema tariffario²⁴⁰. In base al primo principio l'Autorità fissa un valore in occasione dell'approvazione delle tariffe di distribuzione che è definito "Vincolo dei ricavi totali", che rappresenta la remunerazione massima che l'Autorità riconosce a ciascun operatore come copertura

²³⁷ AEEG., Deliberazione 310/2014/R/GAS

²³⁸ Per una trattazione più approfondita si rimanda alla delibera 573/2013/R/gas

²³⁹ Distribuzione per il gas, trasmissione per l'energia elettrica.

²⁴⁰ Deliberazione 634/2014/R/GAS, 53/2014/R/GAS

per i costi sostenuti riconosciuti²⁴¹. In altre parole rappresenta il ricavo tariffario globale spettante al singolo distributore che viene aggiornato ogni singolo anno.²⁴² Per far ciò viene determinata per le attività (distribuzione, misura e commercializzazione) una tariffa finalizzata a coprire tutti i costi riconosciuti e che assicuri una congrua remunerazione del capitale investito. In base ai costi dell'anno n e dei punti di riconsegna effettivi, si definisce la tariffa per l'anno $n+1$ e per gli anni successivi del periodo regolatorio, tenendo conto dell'inflazione (RPI). In merito al servizio di distribuzione e misura del gas si distinguono due tariffe:²⁴³

- Tariffa obbligatoria: Ciascuna impresa distributrice applica agli utilizzatori delle reti di distribuzione una tariffa obbligatoria a copertura dei costi relativi ai servizi di distribuzione, misura e commercializzazione fissata dall'Autorità e differenziata per ambito tariffario. La tariffa trasferisce agli utenti il costo medio delle imprese dell'Ambito Tariffario; essa è composta da parte fissa €/pdr (punto di riconsegna) e parte variabile €/mc.²⁴⁴ La tariffa obbligatoria è calcolata per ambito e riflette i ricavi effettivi. Ovvero ogni cliente ricadente nello stesso ambito è soggetto al pagamento della stessa tariffa per il servizio di distribuzione e misura indipendentemente da chi è il distributore. Il territorio nazionale è stato suddiviso in 6 Ambiti, quindi esistono 6 tariffe obbligatorie.²⁴⁵
- Tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto. In altre parole il vincolo dei ricavi è funzione della tariffa di riferimento e del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti²⁴⁶ La tariffa di riferimento è la tariffa definita per ogni singola impresa, che applicata virtualmente agli utenti gestiti dall'impresa stessa ne determina i ricavi ammessi.

La presenza di una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali che riflette i costi medi del servizio per macro-ambiti e la presenza di una tariffa di riferimento che riflette i costi del servizio per le singole imprese distributrici, rende necessaria l'adozione di

²⁴¹ Per ciascun impresa distributrice in ciascun anno il vincolo dei ricavi è composto da: Vincolo dei ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione, più il vincolo relativo al servizio di misura più quello relativo al servizio di commercializzazione di entrambi i servizi. Fondo delibera 367/2014

²⁴² Italgas.it Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura per gli anni 2014/15

²⁴³ Fonte : ibidem

²⁴⁴ Il punto di riconsegna è un codice che serve ad individuare con precisione il punto geografico sul territorio italiano in cui il gas viene prelevato dall'utente finale. Esso è fisso, e non cambia al cambiare del fornitore

²⁴⁵ G.Ronco., Appunti di regolazione tariffaria, Metodi tariffari a confronto. 01/06/2012

²⁴⁶ Fonte: ibidem

specifici meccanismi di perequazione²⁴⁷. La finalità dei meccanismi perequativi è pertanto quella di compensare eventuali scostamenti, nei ricavi o nei costi, che non dipendono dall'efficienza delle imprese, ma sono piuttosto imputabili a fattori esogeni (ad esempio: caratteristiche della aree o della clientela servita), nonché all'effettiva consistenza delle infrastrutture gestite²⁴⁸. La copertura di un possibile squilibrio tra i ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria è dato dal meccanismo di perequazione, ovvero un meccanismo di acconto/conguaglio verso la Cassa Depositi e Prestiti. Ogni bimestre è riconosciuto alle imprese distributrici un ammontare di perequazione in acconto basato sulla valutazione ex-ante del VRT. Annualmente è previsto il conguaglio degli importi erogati in acconto sulla base dei dati consuntivi. Rimandando alla normativa vigente per una trattazione più approfondita sulla regolamentazione tariffaria si evidenzia il concetto fondamentale della perequazione²⁴⁹:

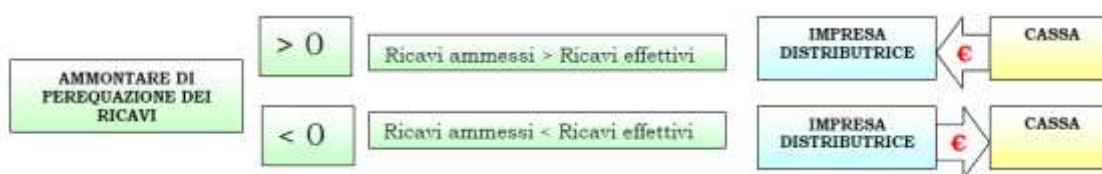


Figura 10 spiegazione perequazione

Dove Ricavi effettivi = tariffa obbligatoria x volume fatturato(la tariffa obbligatoria è pagata dagli utenti) e i Ricavi ammessi = Tariffa riferimento x punti serviti(le tariffe di riferimento sono ricevute dal Gestore a copertura), e infine la perequazione è incassata dal gestore se le tariffe di riferimento della località i sono superiori alle medie per l'ambito tariffario, pagata se inferiori. Nel grafico non sono considerati gli acconti bimestrali.

La determinazione dell'importo unitario delle componenti tariffarie avviene annualmente, da parte dell'AEEG, sulla base di regole definite all'inizio di ogni periodo regolatorio.

Le componenti di costo considerate per la determinazione della tariffa di riferimento di distribuzione/misura e perciò per la definizione dei ricavi ammessi sono, in particolare,

²⁴⁷ Fonte : ibidem

²⁴⁸ Cassa per i servizi energetici ed ambientali., Perequazione. www.csea.it

²⁴⁹Ronco G, Appunti di regolazione tariffaria, Metodi tariffari a confronto. 01/06/2012.

$Perequazione = VRT - RE - \sum_b PD - DEF$

riconducibili a tre categorie²⁵⁰:

- la remunerazione riconosciuta sulla RAB data da;
 - una componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate
 - una componente a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione per le varie località a regime nell'anno di riferimento
- i “costi operativi riconosciuti” o “AllowedOpex” relativi al servizio di distribuzione e misura, tipo materie prime, personale, ecc;
- gli ammortamenti riconosciuti.

In questo modo il regolatore assicura la copertura dei costi di produzione, una equa remunerazione del capitale investito e l'impresa non ha la possibilità di lucrare somme ulteriori(extra-profitti) attraverso indiscriminate manovre dei prezzi.²⁵¹ In particolare il prezzo fissato dal regolatore dovrebbe essere tale da determinare una massa di ricavi che consenta di recuperare i costi totali definiti come²⁵²:

$$RICAVI_{att} = RAB_{att} \times WACC_{att} + AMMORTAMENTI_{att} + OPEX_{att}^{253}$$

Questa formula è valida sia per il servizio di distribuzione che per quello di misura. Per quanto riguarda il servizio di commercializzazione dei servizi i ricavi devono solo coprire i costi operativi. Il VRT o vincolo dei ricavi totali sarà dato dalla sommatoria dei tre ricavi considerati.

²⁵⁰ L. Franceschi & L. Comi Modelli finanziari per la valutazione d'azienda 2015 & Cipellletti.M., La valutazione RAB per le utilities., 2005

²⁵¹ D'Amato A., La creazione di valore nelle public utility. Problematiche valutative 2005

²⁵² Dorigoni S., Il gas naturale liquefatto per l'Europa. Le ragioni, l'impatto sul mercato e le prospettive ed 2009 pag 74

²⁵³ In Uk suddetta formula si tramuta in:

(RAV X VANILLA WACC)

+ COSTI OP. CONTROLLABILI

+ COSTI OP. NON CONTROLLABILI

+ AMMORTAMENTI REGOLATI

+ 50% repex(spese di sostituzione)

+ Matringadjustment

+ ulteriori indennità fiscali

= revenues

Il Vanilla è il WACC calcolato sulla base del costo del debito pre-tasse e del costo del capitale proprio post-tasse.

Ofgem (2007). 2008-13 Gas distribution price control review – Financial model for final proposals. Documento di consultazione, 285/07.

Sono esclusi dal costo totale ammesso a remunerazione i costi di natura straordinaria o comunque non direttamente riferibili al core business dell'impresa; resta inteso che i costi di natura finanziaria sono riflessi nel tasso WACC di remunerazione del capitale investito.

La componente riferita alla remunerazione riconosciuta sulla RAB viene calcolata moltiplicando il valore della RAB stessa per uno specifico tasso di rendimento riconosciuto, il WACC (remunerazione reale pre-tax) stimato secondo la metodologia Capital Asset Pricing Model.

Per permettere un ritorno allineato a quello di mercato esso sarà uguale al WACC dove i dati di input saranno interamente determinati dal regolatore²⁵⁴. Ai fini della rivalutazione degli investimenti, è applicato annualmente un deflatore degli investimenti, in modo da accogliere in RAB gli stessi al loro valore a prezzi costanti (cioè considerando l'effetto dell'inflazione). Questa impostazione risponde alla scelta di applicare un WACC reale ai fini del calcolo della tariffa, che assicuri un ritorno degli investimenti neutrale all'andamento del livello generale dei prezzi. L'applicazione del deflatore è quindi coerente con una logica prettamente finanziaria, che si proponga la valutazione in termini reali del capitale investito. Infatti il deflatore serve, nel calcolo del capitale investito riconosciuto, a riflettere il valore delle infrastrutture dedicate all'attività di trasmissione e distribuzione; l'applicazione della variazione del deflatore, ancorché negativa, serve a mantenere invariato il valore reale del capitale investito nell'attività. Giova rilevare che la regola di definizione della RAB appena descritta disallinea in maniera significativa i valori di bilancio con quelli della RAB, pertanto ogni successivo confronto dovrebbe essere fatto utilizzando i dati desunti dalla contabilità regolatoria ad oggi esistente e non dai dati di bilancio. Per esempio, è affermata la pratica presso gli analisti finanziari, di conteggiare i propri indici sul valore regolatorio (la RAB), piuttosto che sugli investimenti da bilancio civile²⁵⁵. Va infatti considerato che il capitale investito di bilancio rischia di allontanarsi dal fair value tanto più lontana è la sua collocazione nel tempo.

Pertanto la redditività delle imprese prese in considerazione non dovrebbe essere calcolata utilizzando indici tipo ROI e prendendo a riferimento il capitale investito di bilancio. Infatti il capitale iscritto a bilancio non è valutato nella propria capacità di

²⁵⁴Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019 il tasso di remunerazione del capitale investito è fissato pari a 6.9% per la distribuzione e 7.2% per la misura, con riferimento al biennio 2014/15. I valori per il 2016 sono passati a 6.1% per la distribuzione e 6.6% per la misura

²⁵⁵ IEFE Bocconi., La regolazione delle reti elettriche in Italia. Research Report series – issn 2036-1785.

generazione del reddito e, soprattutto per immobilizzazioni lontane nel tempo, l'approssimazione al fair value del costo storico rivalutato ne risente²⁵⁶. Poiché l'obiettivo del ROI è valutare la capacità di un investimento di generare valore per l'impresa, una sottostima del valore delle immobilizzazioni rischia di sovrastimare l'indice.

La RAB è remunerata, con un WACC pre-tax identificato dall'Autorità. A differenza di quello usato a consuntivo del *price cap*, l'RPI(tasso di inflazione) utilizzato per fissare il WACC è calcolato sulle aspettative di inflazione. Il WACC pre-tax è così calcolato²⁵⁷:

$$WACC_{reale\ pre\ tax} = \frac{\left[1 + \left(\frac{K_e}{1-T} * \frac{E}{E+D} + K_d * \frac{1-t_c}{1-t} * \frac{D}{E+D}\right)\right]}{1 + Rpi} - 1$$

- K_e è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_D è il tasso di rendimento nominale del capitale di debito;
- T_c è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'Irap) sul risultato d'esercizio;
- rpi è il tasso di inflazione;

Una peculiarità del sistema italiano rispetto ad altri regimi regolatori, pur simili nel modello di remunerazione del capitale, riguarda l'asincronia dell'ammissione di spese capitali in tariffa e dell'approvazione dei bilanci. Infatti, le tariffe sono approvate all'inizio di ciascun anno n ; tuttavia, i bilanci per l'anno $n-1$ sono approvati dal Consiglio di Amministrazione tra aprile e giugno dello stesso anno n . Conseguentemente, i più recenti dati disponibili sono quelli riguardanti l'anno $n-2$, determinando un problema di remunerazione adeguata del capitale.

Similmente, oltre agli investimenti, anche il valore degli ammortamenti viene riconosciuto con ritardo. Questa asimmetria ha causato uno sfasamento finanziario in capo agli operatori, determinando una perdita in termini economici, pari al valore monetario nel tempo della RAB per i due anni. In altri termini, il valore del WACC

²⁵⁶ Fonte: ibidem

²⁵⁷ AEEG allegato 13/514-13rt%20.pdf contenente anche i valori stimati per ogni coefficiente

reale calcolato (e a riferimento per il periodo regolatorio) risulta essere più basso dell'effettivo costo del capitale, perché riconosciuto a distanza di tempo.²⁵⁸ Per ovviare a tale problema, solo nell'ultimo periodo regolatorio, l'Autorità ha previsto una maggiorazione forfettaria alla remunerazione prevista per i nuovi investimenti

Il rischio più grande in cui si può trovare l'impresa per quanto riguarda il parametro WACC è che l'Autorità può adottare parametri che sotto-stimino il costo medio ponderato del capitale sostenuto. Questo comporta la possibilità di adottare un tasso di remunerazione riconosciuto inferiore al costo del capitale che le imprese devono sostenere e perciò qualsiasi operazione di investimento (che non sia soggetta ad incentivazione) determinerebbe la distruzione di valore. Per quanto attiene agli investimenti precedentemente effettuati, inoltre, questo si riflette negativamente sulla sostenibilità e sulla profittabilità delle imprese.

I costi operativi riconosciuti o "AllowedOpex". Sono i costi d'esercizio quali il costo del lavoro, i costi per l'acquisto dei materiali di consumo e dei servizi che non costituiscono investimenti e altri costi operativi specifici. La componente a copertura di questi costi, si basa sui costi operativi riferiti ad un anno base, rivalutati annualmente in funzione dell'inflazione e decurtati di un fattore (X Factor) di efficienza secondo il meccanismo del "price-cap"²⁵⁹²⁶⁰. Per questi dati di solito si fa riferimento all'ultimo bilancio disponibile dell'impresa, o in alternativa a delle formule parametriche.

Tale meccanismo mira a limitare i profitti degli operatori e, contemporaneamente, a premiarne i recuperi di efficienza ottenuti con l'ottimizzazione e il contenimento dei costi di gestione. Nel quarto periodo di regolazione la revisione del vincolo dei ricavi è

²⁵⁸ IEFE Bocconi., La regolazione delle reti elettriche in Italia. Research Report series – issn 2036-1785 opp cit

²⁵⁹ Il price-cap è una tecnica di controllo dei prezzi dei beni e servizi offerti dalle public utilities, attraverso la quale l'aumento dei prezzi o delle tariffe non può superare un valore calcolato sottraendo al tasso d'inflazione sui beni di consumo una quota minima di aumento della produttività. Il price-cap incentiva la minimizzazione dei costi, l'efficienza interna e l'innovazione delle imprese essendo il guadagno legato all'efficientamento dei costi.

Di contro tale tecnica potrebbe comportare rischi di deterioramento della qualità del servizio, deve pertanto essere affiancata da un controllo efficace della qualità del servizio fornito dagli operatori. Il metodo del price cap per la definizione delle tariffe di riferimento dell'Energia Elettrica e del Gas è applicato solo alla componente relativa ai COSTI OPERATIVI, ovvero la quota di ammortamento e la remunerazione del capitale investito non sono soggette a price-cap

²⁶⁰ $Costi\ Operativi_{anno\ i} = Costi\ Operativi_{anno\ i-1} * (1 + RPI_i - X)$

Dove RPI è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat, calcolato nel periodo giugno t-2 / maggio t-1; X è il recupero di efficienza stabilito dall'autorità per ciascun periodo regolatorio (X-factor). Come più sopra discusso, l'impresa ritiene la differenza tra il prezzo riconosciuto e i costi effettivamente sostenuti nell'anno in qualità di incentivo all'abbattimento dei costi

in funzione delle tariffe stabilite ogni anno, ovvero considerando i costi operativi riconosciuti e il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti. La determinazione dell'importo unitario delle componenti tariffarie avviene annualmente, da parte dell'AEEG, sulla base di regole definite all'inizio di ogni periodo regolatorio.²⁶¹

Sempre sugli “allowed opex” è stato, infine, ribadito il principio del “profit sharing” a fine periodo regolatorio, secondo cui eventuali “extra-performance” in termini di risparmi dovranno, per una determinata parte (con un max del 50%²⁶²) essere gradualmente “restituiti” agli utenti.²⁶³

La terza componente dei “ricavi riconosciuti” è data dagli ammortamenti riconosciuti, il cui ammontare è aggiornato annualmente per tener conto degli investimenti realizzati (con un time-lag di 2 anni²⁶⁴), delle dismissioni, del completamento della vita utile dei cespiti e della rivalutazione in base all'inflazione (ovvero, la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi).²⁶⁵

A tali componenti di base, si aggiunge la componente di ricavi correlata agli “investimenti incentivati”, quelli cioè destinati al potenziamento delle infrastrutture. Ad alcune tipologie di investimenti di sviluppo, a cui viene attribuita particolare rilevanza strategica, vengono concessi incentivi aggiuntivi, nell'ordine dell'1,5%/2%, rispetto al WACC di base, per un periodo di 12 anni successivo alla loro entrata in esercizio.²⁶⁶

In definitiva possiamo dire che le aziende in esame hanno un valore rappresentato dal Patrimonio Netto più gli extraprofitti dai nuovi investimenti di sviluppo. A differenza delle aziende non regolamentate, generalmente, il valore del Patrimonio Netto delle società operanti nella distribuzione del gas non può scendere al di sotto di una certa soglia, in quanto l'AEEG stabilisce l'indicizzazione della RAB all'inflazione e, inoltre, prevede una serie di incentivi e benefici come detto. Eventualmente il Patrimonio Netto potrebbe subire ribassi in presenza di forti variazioni del WACC dovute all'intervento del regolatore.

²⁶¹ L. Franceschi, L. Comi., Modelli finanziari per la valutazione d'azienda

²⁶² AEEG seminario su le tariffe dei servizi di distribuzione del gas per il 4° periodo regolatorio 16/10/2013

²⁶³ Applicazione del profit sharing di fine periodo tra imprese distributrici e clienti finali, ai fini della fissazione delle tariffe anno successivo. In questo caso si confronta il livello del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi (COR) nell'anno di riferimento e il livello dei costi operativi effettivi (COE) relativi al medesimo anno.

²⁶⁴ Riferimento pag. 58 sul calcolo delle immobilizzazioni nette

²⁶⁵ Franceschi L, Comi L., Modelli finanziari per la valutazione d'azienda 2015

²⁶⁶ Fonte: ibidem

Il mutamento dei mercati finanziari obbliga un cambiamento dei parametri di definizione del WACC confermando però le formule nella loro configurazione di base per definire il costo del capitale KE e il costo medio ponderato WACC. Infatti come primo atto del procedimento avviato con deliberazione n. 597/2014/R/COM, l'Autorità ha pubblicato il 9 giugno 2014 un importante documento di consultazione contenente “orientamenti iniziali” per un'ampia revisione dei criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione, il c.d. WACC, delle infrastrutture regolate nei settori gas ed elettricità (reti, stoccaggi e rigassificatori).

Si tratta di un procedimento di grande rilevanza perché decide metodologie e livello di remunerazione del capitale investito nei servizi energetici regolati per i prossimi anni, impattando sul sistema della distribuzione gas e sullo svolgimento delle gare d'ambito riguardo le quali sembrano ora vedersi segnali per un'effettiva partenza.²⁶⁷

I principali obiettivi della riforma del Regolatore si possono così riassumere:

- adeguare il WAAC ai mutamenti avvenuti sui mercati finanziari europei, con particolare riferimento alla sua componente “free risk rate”;
- dare stabilità e certezza al quadro regolatorio limitando gli effetti sui costi riconosciuti in tariffa della variabilità dei mercati finanziari;
- valutare la possibilità di convergere verso una metodologia e tempistica comune di calcolo per tutte le infrastrutture dal 2016, attraverso l'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione ad eccezione di alcuni di essi specifici per i singoli servizi.

Con la delibera 583/15 l'AEEG conferma gli elementi dell'impostazione generale per la revisione dei criteri di determinazione del WACC²⁶⁸, ma evidenzia alcuni limiti della metodologia corrente utilizzata dall'Autorità per la sua determinazione; in particolare l'incoerenza dei periodi considerati per la determinazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e quelli utilizzati per il calcolo del premio per il rischio di mercato, nonché l'assenza di esplicito riconoscimento per il rischio Paese. Inoltre nel prevedere un meccanismo di aggiornamento infra-periodo del WACC, che consenta aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale; prevedere che l'aggiornamento abbia cadenza triennale, invece che biennale, come ipotizzato in fase di

²⁶⁷ <http://www.agienergia.it>, La revisione del tasso di remunerazione delle infrastrutture energetiche influenzerà le gare per la distribuzione gas

²⁶⁸ Assume ancora che il WACC sia espresso in termini reali, che debba essere calcolato come media ponderata e che il Ke sia calcolato con il CAPM

consultazione e come precedentemente deliberato²⁶⁹, al fine di favorire la stabilità e la certezza del quadro regolatorio ed evitare eccessive sovrapposizioni di aggiornamenti per i servizi infrastrutturali.

Per quanto concerne la formula, l'Autorità ha deciso di introdurre un addendo che riflette il premio per il rischio paese (CRP) e di scorporare contestualmente tale elemento dalla componente RF, che viene ricondotta a riferimenti più consoni alla definizione di tasso di rendimento di attività prive di rischio nel contesto dell'area euro. Per stimare il RF si fa riferimento ai tassi di rendimento dei titoli di stato dell'area euro con scadenza decennale con rating di almeno AA rilevati nel periodo 1/10/14 – 30/09/15. Con tale metodologia si determina un tasso RF reale inferiore a zero, e pertanto interviene il correttivo individuato nel documento per la consultazione 275/2015/R/com, che conduce alla fissazione del tasso RF reale a un livello minimo, ma superiore a zero. (0.5% in considerazione degli arrotondamenti)²⁷⁰. Per quanto riguarda l'ERP, si può dire che esso non è più la risultante della differenza tra Total Market Return(TMR) e Rf reale, ma tra TMR e Rf reale assunto ai fini regolatori. In definitiva la nuova formula del WACC è così definita per il primo triennio p

$$W_{pre-tax, p, s}^{real} = Ke_{p, s}^{real} \cdot \frac{(1 - g_{p, s})}{(1 - T_p)} + Kd_p^{real} \cdot \frac{g_{p, s} \cdot (1 - tc_p)}{(1 - T_p)} + F_{p, s}$$

Dove:

- Ke è il tasso reale di rendimento del capitale proprio per il servizio infrastrutturale s
- Kd è il costo del debito in termini reali riconosciuto per i servizi infrastrutturali elettrico e gas
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas
- tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari
- gs è il livello di leverage per il servizio infrastrutturale s
- Fs è il fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali

²⁶⁹ Si passa da revisioni 2014/2015-2016/2017-2018-2019 a 2016/2018-2019/2021, consultare delibera 583/15

²⁷⁰ AEEG documento per la consultazione 583/15

Per quanto riguarda il K_e è valida la classica formula del CAPM con l'aggiunta del CRP ma con R_f dato dalla seguente formula:

$$R_f = \max\left(\frac{RF_p^{nominal} - iSR_p}{1 + iSR_p}; 0,005\right).$$

Per il primo triennio di regolazione (2016-2018) il wacc per il servizio di distribuzione è pari al 6.1% e quello di misura 6.6%²⁷¹

3.3 La valutazione con il metodo RAB

La metodologia di valutazione basata sulla RAB, già utilizzata nel mercato inglese si sta pian piano utilizzando anche in Italia come novità importante per la valutazione delle società energy. Come abbiamo evidenziato in precedenza la RAB rappresenta sia il capitale investito ai fini tariffari sia il punto di partenza per la determinazione dei ricavi. Questo permette di inquadrare questo metodo tra i metodi misti di valutazione e più specificatamente questo metodo ha consentito di recuperare la validità di alcuni aspetti della metodologia EVA²⁷². Secondo quest'ultimo infatti il valore dell'impresa è pari al suo capitale investito rettificato per il ritorno ottenuto sul capitale in eccesso rispetto al suo costo. Dal punto di vista metodologico il metodo RAB non si differenzia dal metodo EVA, però al contrario di quest'ultimo non ne prende il vizio principale. Il metodo EVA, per la sua natura, rende la valutazione troppo ancorata al dato del capitale investito, che deriva da dati di bilancio per quanto accuratamente riclassificati, e quindi rischia di avere un legame debole con l'effettiva generazione di cassa dell'impresa²⁷³. Al contrario il metodo RAB che si applica alle utilities regolamentate si basa su una misura certificata dal regolatore, ovvero il capitale investito riconosciuto che è alla base del calcolo dei flussi di cassa regolamentati dell'impresa. Perciò il regolatore eliminando la dipendenza dell'analisi da dati di bilancio non sempre affidabili ha reso credibile il metodo EVA per quanto riguarda il capitale. Superato il principale difetto

²⁷¹ Per i singoli calcoli delle componenti all'interno della formula si rimanda all'allegato A Delibera 02 dicembre 2015

583/2015/R/com

²⁷² EVA (Economic Value Added) indicatore messo a punto dall'economista Bennett Stewart (Stewart & Co.) per il calcolo del valore creato in azienda. Si ottiene decurtando dal reddito operativo netto la remunerazione del capitale investito. Per una più approfondita disamina si consiglia: Bennet Stewart, G. (1991). The quest for value. New York: Harper business

²⁷³ Cipelletti M., La valutazione "RAB" per le utilities, articolo in La valutazione delle aziende 2005

dell'EVA, il metodo RAB ne conserva invece il maggior pregio, ossia la “stabilità” della valutazione proprio perché ancorato principalmente al capitale investito, il valore d'impresa è meno sensibile alle ipotesi di lungo termine, rispetto a quanto accade utilizzando il metodo DCF oppure un multiplo tradizionale.²⁷⁴ Nelle utilities regolamentate, questa stabilità della valutazione è tipicamente rivista ad intervalli regolari, il che porta nel lungo termine ad una progressiva riduzione degli spazi lasciati all'impresa per generare ritorni in eccesso rispetto al suo costo del capitale.

Il metodo di valutazione appena descritto fornisce un'indicazione generale che è anche universalmente accettata nella valutazione delle utilities. In alcuni casi potrebbe essere necessario integrare le procedure utilizzate per il tasso di calcolo delle tariffe nei vari paesi.

Nella valutazione delle utility i particolari sistemi che regolano la formazione delle quantità economiche (ricavi e costi) mostrano la necessità che ci si focalizzi in maniera particolare sull'analisi dei livelli di produttività che è possibile raggiungere e mantenere nel tempo. Si è visto, infatti, che nelle attività soggette a regolazione non c'è manovra sul prezzo del prodotto, se non nei limiti fissati dal regolatore, e quindi l'efficienza di gestione diviene il punto critico su cui insistere per l'incremento dei livelli di valori ottenibili. In particolare, la fissazione da parte dell'Autorità di una percentuale di *X-factor* impone all'impresa di operare in modo da raggiungere la misura assegnata di produttività al fine di poter realizzare un livello di redditività che sia esattamente in grado di remunerare il capitale investito. Per cui, se l'impresa raggiunge, rispetto al passato periodo di regolazione, un guadagno di produttività proprio pari alla percentuale dell'*X-factor*, essa sarà in grado di realizzare, in assenza di eventi straordinari, una remunerazione proprio pari al costo dei capitali. Ne deriva che affinché l'impresa possa aumentare il suo valore economico, in assenza di manovre sui prezzi, essa dovrà, in primo luogo, incidere sul migliore sfruttamento degli investimenti aziendali, in secondo luogo, ampliare, laddove sia possibile, la quota di mercato detenuta. Manovre di razionalizzazione della struttura dei costi e di migliore utilizzo delle attività d'impresa dovranno consentire di realizzare un tasso effettivo di recupero di produttività X' maggiore all'*X-factor* fissato dal regolatore.

Questo comporta che con $X' > X\text{-factor} \rightarrow W > \text{RAB}$

²⁷⁴ Zanetti L., Valutazione della società “Distribuzione Gas”, articolo in La valutazione delle aziende 2002

Il confronto tra il previsto tasso di recupero di produttività, che il regolatore fisserà per i prossimi periodi di regolazione e la dinamica interna attesa di produttività, fornirà indicazioni preziose sui possibili risparmi di costi che l'impresa potrà raggiungere, e quindi, sugli incrementi di redditività ottenibili. Inoltre è evidente come l'impresa crea maggior valore non solo a seguito di un recupero di produttività superiore a quella imposta, ma anche a seguito del contenimento del rischio aziendale che si traduce in un minor costo del capitale rispetto a quello riconosciuto.

Per riassumere il valore del business regolato è dato dal valore del capitale investito regolato più il valore attuale netto dei sovra-ritorni. In quest'ultimi sono presenti anche eventuali incentivi speciali, e benefici fiscali, oltre ai recuperi di efficienza e lo spread tra remunerazione e costo del capitale. Tradotto in formula²⁷⁵:

$$V_t = RAB_t + \sum_{t=1}^n \frac{EXTRA_EARNING_t}{(1 + WACC_{mkt})^t}$$

$$Extra_Earn. = \left[\frac{0.5x(COR_t - COE_t)}{(1+WACC)^n} + (WACC_{real\ post\ tax} R_t - WACC_{real\ post\ tax} E_t) \times RAB_t + \right. \\ \left. incentivi\ su\ capex \times (1 - Tc) + TaxBenefit_t \right]$$

Dove:

- COR_t = costi operativi riconosciuti dell'anno t;
- COE_t = costi operativi effettivi dell'anno t;
- $WACC\ R_t$ = costo medio ponderato definito dal regolatore all'anno t;
- $WACC\ E_t$ = costo medio ponderato del capitale dell'azienda all'anno t;
- n = lunghezza periodo regolatorio
- RAB_t = capitale investito ai fini regolatori all'anno t;
- Tc = tax rate;
- Incentivi = incentivi collegati agli investimenti relativi allo sviluppo della rete
- n = numero dei periodi di regolazione

²⁷⁵ Università degli studi di Trieste., The payoff replication of regulated companies 2008/2009.

Il grafico illustra il processo logico alla base della metodologia

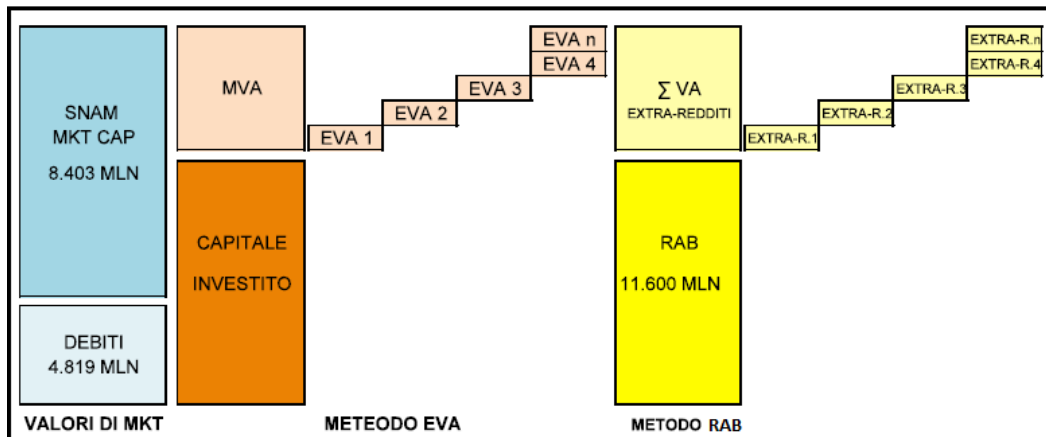


Figura 11 Snam Rete Gas based on the data sheet for the year 2008 released by de company

Analizzando con maggior dettaglio si nota come gli extraprofitti che concorrono a determinare il valore dell'azienda nascono principalmente dalla differenza tra i valori regolati dall'AEEG e i valori effettivamente realizzati dalla società o forniti dal mercato. Questa analisi può essere chiarita meglio con l'utilizzo della metodologia base su cui si basa la metodologia RAB, ovvero il metodo EVA

Il punto di partenza è il calcolo adottato al fine di ottenere i ricavi regolamentati da cui si può derivare il NOPAT fornito dal regolatore, dopo di che questi valori saranno confrontati con quelli registrati dall'azienda. Partendo dalla formula dell'EVA, passando per le formule viste in precedenza, si ha²⁷⁶:

$$EVA = NOPAT_{az} - WACC_{az} \times CIR_{az}$$

$$NOPAT = (RICAVI_{az} - OPEX_{az} - AMMORTAMENTI_{az}) \times (1 - tc)$$

$$RICAVI_{az} = RAB_{riconosciuta} \times WACC_{reale \text{ pre tax ric}} + OPEX_{riconosciuti} + AMM_{riconosciuti}$$

Si arriva con passaggi algebrici alla formula:

$$EVA = (RAB_{riconosciuta} \times WACC_{reale \text{ pre tax ric}} + OPEX_{riconosciuti} + AMM_{riconosciuti} - OPEX_{az} - AMMORTAMENTI_{az}) \times (1 - Tc) - (CIR_{az} \times WACC_{nominale \text{ post tax aziendale}})$$

²⁷⁶ Università degli studi di Trieste., The payoff replication of regulated companies 2008/2009

Se i valori di mercato corrispondono a quelli del regolatore siamo in assenza di extraprofitti dato che i valori dovrebbero essere uguali e così, la risultante EVA dovrebbe essere zero (poiché i valori nell'equazione si annullano a vicenda).

Questo è proprio lo scenario a cui vuol giungere il regolatore. Infatti quest'ultimo ha lo scopo di far allineare le prestazioni della società a quella richiesta dal mercato, consentendo così alle utilities di ottenere profitti che possono remunerare il costo del capitale, senza permettere però alcun extraprofitto.

La fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito è un processo molto delicato. Il regolatore afferma infatti che “... la fissazione del livello del tasso di remunerazione del capitale investito assume una rilevanza cruciale. Livelli inadeguati del tasso di remunerazione pregiudicano la possibilità di finanziare i nuovi investimenti, mentre livelli troppo elevati possono, per contro, favorire fenomeni di sovra-investimento, a discapito dell'economicità del servizio”²⁷⁷.

Infatti se:

- $OPEX_{riconosciuti} = OPEX_{az}$
- $AMM_{riconosciuti} = AMM_{az}$
- Il tasso nominale post tax $WACC_{az} =$ tasso nominale post tax $WACC_{riconosciuto}$
- La RAB riconosciuta e il CIR = $x(1 + IPR)$

Avremmo dopo vari passaggi algebrici :

$$EVA = RAB_{riconosciuta} \times WACC_{reale\ pre\ tax\ ric} - \frac{RAB_{riconosciuta}}{1+IPR} \times WACC_{reale\ post\ tax\ ric} = 0$$

Con :

$$WACC_{reale\ pre\ tax\ ric} \times (1 - aliquota\ fiscale) = WACC_{reale\ post\ tax\ ric}$$

$$WACC_{post\ tax\ ric} = \frac{WACC_{nominale\ post\ tax\ ric}}{1 - IPR}$$

Avremo in fine :

$$EVA = RAB_{riconosciuta} \times WACC_{reale\ post\ tax\ ric} - RAB_{riconosciuta} \times WACC_{reale\ post\ tax\ ric} = 0$$

²⁷⁷ AEEG Documento per la consultazione 275/2015/R/COM

Dimostrando così il caso di assenza di extra profitti.²⁷⁸

Tornando alla logica della RAB e del profit sharing²⁷⁹, la revisione periodica dei parametri, come per esempio il WACC,²⁸⁰ può portare a dividere con i consumatori i sovra-profitti o, una parte di essi ad intervalli regolari, ovvero a fine periodo regolatorio. Questo significa che il valore attuale netto di quest'ultimi tende ad essere limitato, in proporzione al valore del capitale investito. Per esempio, se un'impresa realizza oggi un ritorno sul capitale in eccesso rispetto al suo costo, questo extra-profitto non ha valore perpetuo, ma limitato nel tempo. Infatti si può notare che dal primo periodo di regolazione ad oggi, solo una volta il WACC regolato ha avuto un innalzamento, e quest'ultimo è stato solo del 0.1%. Infatti il trend è per lo più decrescente, basti pensare alle ultime revisioni che hanno portato il Wacc da 7.6% a 6.9% per il biennio 2014-2015 e a 6.1% per il triennio 2016-2018. Perciò grazie alla RAB non si ha soltanto un metodo di valutazione credibile, in quanto il capitale investito è strettamente correlato ai flussi di cassa generati, ma anche una valutazione stabile e circoscritta in un range ristretto: la RAB cresce di poco, e le altre componenti del valore d'impresa hanno valore limitato nel tempo e quindi proporzionalmente modesto rispetto alla RAB.²⁸¹ Dato il fondamento teorico per il quale il valore dell'impresa è pari alla RAB, rettificata per il valore attuale degli extra-profitti è molto importante chiarire quale sarà il profilo di crescita della RAB, la durata degli extra-profitti e dove l'azienda potrà crearli in base ai parametri stabiliti dal regolatore. Una risposta univoca può essere data dal giudizio sul grado di maturità del settore. Un settore relativamente "immaturo" avrà più bisogno in investimenti di sviluppo della rete, e quindi di incentivi alla regolazione, in questo caso la durata degli extra-profitti, e il loro valore attuale netto come rettifica rispetto alla

²⁷⁸ EVA = Economic Value Added ; OPEXric = costi operativi riconosciuti dal regolatore; OPEXaz = costi operativi sostenuti dall'azienda; AMM riconosciuti = ammortamenti riconosciuti; AMMaz = ammortamenti calcolati dall'azienda; WACCnominale post taxric = Costo medio ponderato del capitale, al netto delle tasse calcolato da regolatore; WACCnominaleaz = Wacc, netto richiesto dal mercato; WACCrealepretaxric= WACC lordo riconosciuto dal legislatore; WACCreale post taxric= WACC netto riconosciuto dal legislatore; RAB riconosciuta =Capitale netto investito per fini tariffari; IPR = tasso inflazione atteso

²⁷⁹ Riferimento a pagina 62

²⁸⁰ Deliberazione 597/2014/R/com "...Il tasso di remunerazione del capitale investito deve essere determinato come media ponderata, in funzione di pesi fissati dal regolatore relativi alle quote di finanziamento del capitale investito rispettivamente con capitale proprio e capitale di debito, del tasso di remunerazione del capitale proprio e del costo del debito, prevede che il livello del tasso di remunerazione del capitale investito continui a essere espresso in termini reali- pre tasse e stabilisce che le metodologie di determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continuino ad essere fondate sul CAPM"

²⁸¹ M.Cipelletti., La valutazione "Rab" per le utilities. Articolo in la valutazione delle aziende 2005

RAB, saranno realisticamente maggiori. Per quanto riguarda le aree di creazione di valore nei settori regolamentati maturi si può notare che sono più ristrette, e di solito limitate alla differenza tra tasso di remunerazione del regolatore e costo del capitale dell'azienda o, in misura minore, alla riduzione dei costi operativi. Per esempio nelle utilities inglesi dopo 10 anni di regolamentazione, l'unica rilevante possibilità di creare plusvalore rispetto alla pura RAB è la minimizzazione del costo del capitale solo agendo sulla leva finanziaria.

Prima di ricordare i metodi di valutazione e confrontarli con il RAB method, è utile accennare che uno dei parametri osservati sul mercato azionario dal punto di vista valutativo sia in termini assoluti sia come misura di confronto è il premio o lo sconto che esprime la quotazione del titolo rispetto all'Equity RAB per share.

L'Equity RAB (che è sostanzialmente il Patrimonio espresso in termini di RAB) viene calcolato usando il valore stimato della RAB, nettato dell'indebitamento (+ la valorizzazione di eventuali altre attività).²⁸² Ipotizzando un mercato efficiente, dove i parametri forniti dal mercato sono allineati con quelli del regolatore, la capitalizzazione più il valore del debito netto dovrebbe dare il valore della RAB. Al contrario, il valore oscilla sempre al di sopra della stima dei beni forniti dal regolatore, che si presenta come la base per i prezzi delle azioni. Il premio varia nel tempo da un minimo di 1 % fino ad un massimo di circa 25 %. Matematicamente il premio RAB è dato dal valore attuale netto positivo degli investimenti effettuati dalla società:

PREMIO sulla RAB = NPV DEGLI INVESTIMENTI

$$NPV = -INVESTIMENTO_{iniziale} + \sum_{i=1}^n \frac{INVESTIMENTO \times (WACC_{reg} + INCENTIVO)_t}{(1 + WACC_{mkt})^t}$$

In Italia c'è un forte incentivo per gli investimenti nelle reti di gas ed elettricità, infatti il governo cerca di bilanciare la scarsità di risorse naturali e la mancanza di una autosufficienza produttiva attraverso il rafforzamento dei collegamenti con i paesi vicini. L'AEEG fornisce un incentivo maggiore per gli investimenti nelle infrastrutture per il trasporto di gas e di energia elettrica che varia tra 1 % e il 3 % per un periodo che può variare da 5 a 15 anni²⁸³

²⁸² L. Franceschi., Modelli finanziari per la valutazione d'azienda, 2015

²⁸³ AEEG relazione 389/2015/I/COM

Difatti nella formula sopra citata la variabile INCENTIVO, non è altro che il coefficiente applicato all' incentivo RAB , calcolato come media ponderata degli incentivi previsti per le diverse categorie di investimenti. Ovvero si attribuisce un ricavo incrementale a seguito di investimenti per lo sviluppo. L'azienda ha quindi la possibilità di ottenere un ricavo annuale riconosciuto sugli investimenti per lo sviluppo. L'extra-guadagno attribuito a questo determinante si ripercuote sul NOPAT, infatti riprendendo la formula a pag 65 la RAB riconosciuta non sarà moltiplicata solo per il WACC-pretax ma per il $WACC_{pretax} + \% \text{ incentivo}$. Aggiungendo invece la % di incentivo alla RAB si ha la cosiddetta RAB incentivata.²⁸⁴

3.4 I criteri valutativi: richiami metodologici

La presente sezione è dedicata ai criteri metodologici più diffusamente applicati in sede di valutazione d'azienda o di specifici rami di azienda. L'obiettivo è, in particolare, quello di descrivere in estrema sintesi gli approcci valutativi in uso, discutendo nel paragrafo successivo le problematiche, le diversità e le somiglianze rispetto al metodo preso in esame in questo elaborato.

Come è noto in letteratura, i metodi valutativi d'azienda possono in generale basarsi sull'analisi dei seguenti elementi²⁸⁵:

- il patrimonio;
- i flussi;
- l'economic profit;
- le grandezze economiche e finanziarie di soggetti appartenenti al medesimo settore di attività (comparable).

In una visione integrata, gli approcci che ruotano intorno ai suddetti elementi costituiscono lo schema di analisi cui fare riferimento nel processo valutativo del capitale economico aziendale. Nei successivi sotto paragrafi saranno richiamati i dettagli di base connessi a ciascuna delle alternative indicate

3.4.1 Il metodo patrimoniale

Il metodo patrimoniale si sostanzia nella stima dei singoli elementi del patrimonio aziendale che concorrono a determinare il capitale investito della società. Il metodo

²⁸⁴DitierHelm., Utility regulation, the RAB and the cost of capital., University of Oxford 6/05/2009

²⁸⁵PWC Relazione della società di revisione 2501 sexiesc.c Fusione per incorporazione Gemina spa in Atlantia SPA

prevede, innanzitutto, l'individuazione dei singoli asset da considerare nel processo di stima. Ovvero, l'attività valutativa può considerare

- a) I soli valori iscritti in bilancio (metodo patrimoniale semplice), ovvero
- b).estendersi anche a tutti gli altri elementi attribuibili a beni immateriali (intangibile), che sebbene non direttamente espressi nel sistema dei valori di bilancio, sono ciononostante ritenuti parte integrante del patrimonio aziendale e in quanto tali oggetto di esplicita stima (metodo patrimoniale complesso).²⁸⁶Si distingue, in proposito, tra beni immateriali iscritti in bilancio (marchi, brevetti, ecc.) dotati di valore di mercato e beni immateriali non iscritti in bilancio che possono essere oggetto di autonomo trasferimento (rete di vendita, personale) dotati anch'essi di un valore di mercato.

Relativamente alla attività valutativa in senso stretto, il metodo si prefigge l'obiettivo di rappresentare gli elementi attivi e passivi del patrimonio "a valori correnti". Al riguardo, si sottolinea che laddove la natura dei beni oggetto di stima presenti un elevato contenuto tecnico, si rende necessario l'intervento di esperti con professionalità specifiche per ottenere valutazioni congrue, sia sotto l'aspetto economico che sotto quello fisico-tecnico. Formalmente, l'applicazione del metodo in esame è esprimibile secondo la seguente relazione²⁸⁷:

$$W = K + Vbi = K'$$

Con W ad indicare il valore d'azienda o del suo ramo, K' il capitale netto rettificato ottenuto con il metodo patrimoniale complesso, K è il capitale netto rettificato derivante dal metodo patrimoniale semplice. L'applicazione del metodo patrimoniale complesso condurrà ad un risultato più vicino al valore economico dell'azienda rispetto alla valutazione fondata sul metodo patrimoniale semplice. Questo perché considerando i valori riconducibili ai beni immateriali, è possibile affermare che l'approccio in analisi possa consentire, in qualche misura la valutazione dell'avviamento.²⁸⁸

3.4.2 Il metodo dei flussi

L'approccio si fonda sulla logica secondo cui il valore atteso dei rendimenti futuri che l'azienda sarà in grado di generare esprime il valore economico del capitale. E' evidente

²⁸⁶ Guatri L., Bini M., Nuovo trattato sulla valutazione delle aziende, 2005

²⁸⁷ Gonnella E., Logiche e metodologie di valutazione d'azienda.

²⁸⁸ Zanda.,Lacchini, Valutazione delle aziende

quindi la differenza di metodo che intercorre tra questa alternativa e quella precedente. Se infatti il patrimonio netto rettificato fornisce una visione statica del capitale economico, la prospettiva di analisi assunta dall'approccio basato sui flussi fornisce una visione dinamica di tale grandezza. Nel senso che si dà una minore importanza ai risultati conseguiti in passato, concentrando l'attenzione sulla capacità dell'azienda nel produrre, (i) flussi di cassa oppure (ii) flussi di reddito. Nel primo caso si parla di metodo finanziario, e prende in considerazione il flusso monetario operativo e il flusso monetario disponibile per gli azionisti, nel secondo di metodo reddituale, che tiene in considerazione il risultato operativo e il risultato netto. Indipendentemente dal tipo di flusso si hanno due tipologie di approcci alla valutazione, l'asset side e l'equity side, i primi non tengono conto delle variazioni riconducibili alla gestione finanziaria, i secondi invece sì. Con l'approccio asset side, si arriverà alla stima dell'enterprise value attraverso un processo di sconto ad un determinato tasso (WACC), con l'approccio Equity side invece si arriverà sempre attraverso un procedimento di sconto dei flussi alla stima del valore dell'equity, ma con un tasso diverso (K_e)

IL metodo finanziario, o "DCF" si basa sull'assunzione che il valore di una società ad una certa data è pari al valore attualizzato dei flussi di cassa operativi che si attende la stessa genererà in futuro, rappresentati dai flussi di cassa operativi e dal valore residuo esistente a fine periodo (valore atteso dei flussi che saranno generati oltre l'orizzonte temporale di riferimento). Per sintetizzare si mostrerà attraverso le formule solo l'approccio unlevered a due stadi dato che con semplici modifiche si può arrivare a quello levered. Ovvero cambiando il tasso Wacc con il tasso K_e , l' $FCFO$ con l' $FCFE$ ed eliminando la PFN.

$$W = \sum_{t=1}^n \frac{FCFO_t}{(1+WACC)^t} + \frac{TV}{(1+WACC)^n} - PFN + SA$$

Dove:

W = valore dell'impresa

TV = terminal Value

$FCFO_t$ = Free Cash Flow from Operation all'anno t

$WACC$ = costo medio ponderato del capitale

PFN = posizione finanziaria netta

SA = Surplus Asset

Per l'approccio a uno stadio è sufficiente non considerare il TV.

Quest'ultimo esprime in termini quantitativi la capacità di produrre flussi una volta terminato il periodo delle previsioni analitiche. Si precisa che l'azienda può avere un orizzonte di vita illimitato o limitato. In questo secondo caso il TV sarebbe rappresentato, più semplicemente, da un valore di liquidazione.²⁸⁹. Il Terminal Value nell'approccio con flussi lordi si trova grazie alla seguente formula:

$$TV = \frac{FCFO_{n+1}}{WACC - gi}$$

Dove:

FCFEn+1 = Free Cash Flow to Equity per l'esercizio successivo (flusso a regime);

WACC = costo medio ponderato del capitale;

gi = tasso di crescita sostenibile in perpetuo, pari al tasso di inflazione

Come indicato prima, per avere la formula per l'approccio levered, basta cambiare il WACC con Ke e FCFO con FCFE

I flussi di cassa nell'approccio unlevered sono quelli resi disponibili dalla sola attività operativa dell'azienda e destinati al servizio di tutte le fonti di capitale. Sono calcolati su base annua e si ottengono dalla differenza tra l'EBITDA, gli investimenti fissi lordi per il mantenimento delle normali condizioni operative, l'incremento di capitale circolante, le variazioni di fondi che non comportano esborsi di cassa e le imposte calcolate sul reddito operativo (che equivalgono all'imposizione fiscale che si avrebbe in ipotesi di assenza di oneri finanziari). Per i flussi levered si prende in considerazione anche la gestione finanziaria.

Al fine di attualizzare i flussi di cassa si utilizza il tasso WACC, rappresentativo del costo medio del capitale investito nella società. Il WACC tiene conto delle diverse fonti di finanziamento dell'azienda e viene calcolato come segue:

$$WACC = Ke * \frac{E}{D + E} + Kd * (1 - tc) * \frac{D}{D + E}$$

²⁸⁹ E. Gonnella., Logiche e metodologie di valutazione d'azienda opp.cit.

Dove si ha K_e che rappresenta il costo di capitale di proprietà, K_d il costo del debito pretax, t_c è l'aliquota fiscale e i due rapporti rappresentano il gearing

Il costo del capitale di debito è da intendersi come una stima di lungo termine del costo corrente che l'impresa deve sostenere per finanziare tramite debito i nuovi progetti di investimento, ovvero il costo che l'impresa dovrebbe sostenere per rifinanziare le attività in essere.²⁹⁰

Il costo del capitale K_e è determinato secondo il CAPM:

$$K_e = r_f + \beta(ERP)$$

Dove:

- r_f = tasso risk-free
- β = fattore di correlazione tra il rendimento effettivo di un'azione e il rendimento complessivo del mercato azionario di riferimento
- ERP = premio di rendimento richiesto dal mercato azionario di riferimento rispetto ad investimenti privi di rischio

Nel metodo reddituale, il valore dell'azienda viene fatto dipendere dalla capacità della medesima di generare redditi futuri. Analogamente al metodo finanziario, il processo valutativo fa perno sulla attualizzazione e capitalizzazione di grandezze stimate mediante un appropriato tasso di sconto. Nel primo caso si individua il metodo reddituale semplice, nel secondo, riferito invece all'attualizzazione, si ha il metodo reddituale complesso. In entrambi i casi possono essere seguiti approcci di valutazione di tipo levered (o equity side) o unlevered (asset side).

Per quanto riguarda il metodo reddituale semplice, si utilizzano più frequentemente le formule per aziende con orizzonte di vita illimitato. Esse sono :

$$W = \frac{R}{i} \quad \text{per l'approccio levered,}$$
$$W = \frac{NOPLAT}{WACC} - PFN \quad \text{per l'approccio unlevered}$$

Dove R corrisponde al reddito medio-normale prospettico, i è il tasso di remunerazione normale del capitale di proprietà(K_e), NOPLAT è il risultato operativo al netto delle

²⁹⁰Pirola, Pennuto, Relazione di stima del valore economico di Unigas Distribuzione al 30/06/2008

imposte figurative. Le altre due sono rispettivamente il costo medio ponderato del capitale(wacc) e la posizione finanziaria netta.

Il metodo reddituale complesso si basa sul processo di attualizzazione. In primo luogo si effettuano le previsioni analitiche dei flussi, che investono un certo numero di anni. Si definisce l'orizzonte temporale di previsioni analitiche, poi si formulano previsioni puntuali sei flussi che si ritiene possano essere conseguiti, e poi ognuno di questi flussi deve essere attualizzato e sommato agli altri. Essendo un metodo a due stadi, come il metodo finanziario analitico, si ha una certa somiglianza nelle formule. Infatti partendo come prima dalla formula con approccio Unlevered si ha²⁹¹:

$$W = \sum_{t=1}^n \frac{NOPLAT_t}{(1 + WACC)^t} + \frac{TV}{(1 + WACC)^n} - PFN$$

La formula dell'approccio levered si differenzia soltanto nel Rt(reddito normalizzato atteso all'anno t) al posto del NOPLAT, il Ke al posto del WACC e infine non si tiene in considerazione la pnf dato che si arriverà direttamente al valore dell'Equity.

Per quanto riguarda il terminal value si deve considerare che le aziende possono avere una capacità reddituale aziendale successiva a quella del periodo delle previsioni analitiche diversa. Infatti si può avere aziende che dopo un certo periodo di crescita (stato evolutivo) raggiungono uno stato stazionario (steady state); dall'altro, si possono avere aziende la cui crescita continua anche al termine del suddetto periodo, benché ciò avvenga a ritmi più contenuti (steady growth). Sempre riguardo l'approccio unlevered abbiamo allora due formule. La prima in situazione steady state, la seconda in ipotesi steady growth.

$$TV = \frac{NOPLAT}{WACC} \qquad TV = \frac{NOPLAT_{n+1}}{WACC - g}$$

Dove NOPLAT n+1 è il risultato operativo, al netto delle imposte figurative, del primo esercizio successivo al periodo delle previsioni analitiche; g il tasso di crescita dei flussi considerati.

Per l'approccio levered si ha invece sia per l'ipotesi steady state che steady growth:

$$TV = \frac{R}{i} \qquad TV = \frac{R_{n+1}}{i - g}$$

²⁹¹Zanda.,Lacchini, Valutazione delle aziende

Dove R è il reddito medio prospettico, i il tasso di remunerazione normale del capitale di proprietà e R_{n+1} è il reddito prospettico del primo esercizio successivo al periodo delle previsioni analitiche.

3.4.3 Metodi Misti

La logica di fondo di questo approccio si basa sulla considerazione che il valore del capitale economico è determinato dalla somma di due fattori: (i) il valore delle attività aziendali in essere; (ii) il valore dei redditi eccedenti il rendimento atteso delle medesime.

I metodi misti trovano un'applicazione vantaggiosa nel valutare imprese che svolgono attività di produzione o di erogazione del servizio, sulla base di rilevanti asset materiali di cui sono proprietarie, come le imprese di produzione di energia elettrica o a quelle imprese proprietarie delle reti e gestori dei servizi di distribuzione di gas metano.

L'utilizzo del metodo misto non trascura il fatto che in queste imprese la fonte principale dei flussi reddituali o finanziari è costituita proprio dagli asset materiali, senza peraltro rinunciare a dare rilievo anche a fonti ulteriori di vantaggi economici per l'impresa.²⁹²

Gli approcci più diffusi nella pratica operativa riconducibili a questa categoria sono i seguenti:

- il metodo misto con stima autonoma dell'avviamento;
- il metodo dell'Economic Value Added (EVA);

Il metodo misto correla il valore d'impresa sia al valore "effettivo" del suo patrimonio, sia alla capacità di generare flussi futuri. L'approccio utilizza quindi contemporaneamente il metodo patrimoniale (semplice o complesso) e il metodo basato sui flussi di risultato (finanziario o reddituale).

La soluzione più diffusa in ambito operativo-professionale è quella del metodo misto patrimoniale-reddituale, secondo il quale il valore dell'azienda si ottiene sommando due elementi:

- il patrimonio netto rettificato, da denotarsi con K
- il sovra-reddito attualizzato, che quantifica l'avviamento ovvero la capacità dell'impresa di generare un redditività in eccesso rispetto al rendimento normale di settore

²⁹²A.D'Amato., la creazione di valore nelle public utility. Problematiche valutative, opcit

$$W = K + \frac{R - K * i}{i'}$$

Dove i esprime in tasso di rendimento del capitale di proprietà, i' il tasso di capitalizzazione del sovra-reddito (generalmente si ha $i' > i$ in considerazione del fatto che i' riflette una maggiore rischiosità rispetto al settore, ovvero il rischio che il sovra-reddito possa non ripetersi nel tempo) mentre $(R - K * i) / i'$ costituisce la stima autonoma dell'avviamento. Quando tale ultimo fattore è positivo, l'azienda è in grado di generare un sovra-reddito e si parla di goodwill o avviamento positivo. Se invece il valore risulta negativo, si parla di avviamento negativo o badwill.

In ipotesi di capitalizzazione illimitata del reddito medio, il valore da attribuire all'avviamento deve determinarsi per il tramite di una rendita perpetua e la formulazione precedente si esprime come segue²⁹³:

$$W = K + (R - K * i) * a_{n-i'}$$

Il metodo EVA applicato nella valutazione del capitale economico si sostanzia nella stima della capacità prospettica del management di creare valore in via durevole e stabile. Secondo questo approccio, il valore del capitale economico si determina sommando al capitale investito rettificato il valore attuale degli EVA al netto del debito finanziario oneroso. Pertanto, il metodo richiede in via preliminare che si disponga di una stima analitica del capitale effettivamente investito nell'azienda (definito come capitale investito rettificato o semplicemente CIR) e del reddito operativo disponibile (definito come net operating profit aftertax o NOPAT). Si ricorda, infatti, che l'EVA si ottiene sottraendo al NOPAT la remunerazione attesa dai finanziatori e parametrata alle risorse complessivamente apportate, data da (WACC 'CIR).

In sintesi, $EVA = NOPAT - (WACC * CIR)$.

In una prospettiva di analisi in cui l'orizzonte temporale si estende per un certo numero di anni, la logica sarà perciò quella di determinare la ricchezza complessivamente prodotta sommandola al capitale investito rettificato al netto dei debiti onerosi. Analiticamente²⁹⁴:

$$V = CIR + \sum_{t=1}^n \frac{EVA_t}{(1 + WACC)^t} - D$$

²⁹³ E. Gonnella., Logiche e metodologie di valutazione d'azienda

²⁹⁴Porteri A., Relazione di Stima del ramo d'azienda di origine Asmbrescia Spa

E' bene ricordare che l'applicazione della metodologia Eva nell'ambito delle utility manifesta indubbi aspetti critici. L'EVA infatti si basa sui risultati contabili dell'impresa, reddito operativo e capitale investito, seppure corretti per consentire che essi esprimano correttamente e senza distorsioni evidenti il c.d. "*profitto economico generato dalla gestione attuale*"²⁹⁵. Gli elevati tassi di immobilizzo, la prolungata vita utile delle immobilizzazioni che caratterizzano, in media, le imprese appartenenti a tale settore e la conseguente necessità imposta dall'esterno di migliorare i saggi di produttività dell'impresa obbligano le imprese ad una continua azione di razionale sfruttamento del capitale investito, variabile fondamentale su cui regge il calcolo dell'EVA. Inoltre la sostanziale maturità del settore unita ad un'eguale stabilità nella dinamica di crescita fanno sì che l'EVA possa essere in grado di esprimere compiutamente le variazioni di valore nel tempo del complesso imprenditoriale. Da un punto di vista applicativo è da riconoscere che le problematiche più rilevanti sono costituite proprio dai peculiari aspetti regolamentari, attinenti anche alle particolari scelte di contabilità regolatoria, che possono porre difficoltà nell'individuazione delle quantità specifiche da cui ricavare la misura del profitto economico.²⁹⁶

Per quello che riguarda l'individuazione del capitale investito è da tener presente come analizzato in precedenza, non il capitale risultante dal bilancio civilistico, ma quello delineato dall'Autorità, e quindi basato sul costo storico rivalutato che evidenzia le capacità attuali di valore insite negli asset aziendali e in definitiva il grado di integrità degli stessi rispetto alla necessità di garantire una fonte stabile di produzione di valore per il futuro.

Il metodo misto può rappresentare, per le imprese operanti in segmenti di attività regolamentati, quello più coerente con il modello di regolazione del *price-cap*. Infatti, basta osservare almeno da un punto di vista teorico, se l'impresa riesce a raggiungere un livello di produttività assegnato dal regolatore, la remunerazione del capitale sarà proprio pari al tasso riconosciuto, per cui il valore economico del capitale è pari al valore di libro o al valore RAB dell'impresa; se il recupero di produttività è superiore/inferiore al livello fissato, risulterà un valore economico d'impresa superiore/inferiore al corrispondente valore di libro o al valore RAB, per una quota di valore corrispondente alla superiore/inferiore capacità reddituale dimostrata.

²⁹⁵Massari M., Finanza Aziendale. Valutazione op.cit. pag 269 e segg

²⁹⁶D'Amato A., la creazione di valore nelle public utility. Problematiche valutative, oppcit

3.4.4 Somma delle Parti e dei dati comparabili

La metodologia Sum of Part prevede che la società venga valutata sommando le singole valutazioni attribuibili a ciascuna società del gruppo od aree di business intese come entità economiche suscettibili di autonoma valutazione, al netto del valore attuale dei costi attribuibili al sistema di holding. La valutazione viene effettuata applicando ad ogni società o unità di business preliminarmente individuata il metodo di valutazione ritenuto adeguato. Nell'ambito delle public utilities e perciò del nostro elaborato questa metodologia è molto utilizzata perché le attività regolate per quanto riguarda il capitale investivo vengono valutate con la RAB.²⁹⁷

L'approccio su dati comparabili è di natura prevalentemente empirica, poiché la stima del valore del capitale economico si determina per analogia rispetto al valore di attività simili oggetto di negoziazione sui mercati. Più specificamente, si può fare riferimento a²⁹⁸:

1. Metodi di Borsa, che consistono nel riconoscere all'azienda un valore pari a quello attribuito dal mercato borsistico (criterio applicabile evidentemente al solo caso di società quotate);
2. Metodi delle transazioni comparabili, che consistono nel riconoscere all'azienda un valore pari al prezzo medio connesso a operazioni fuori mercato aventi ad oggetto aziende similari;
3. Metodi dei multipli di mercato, attraverso cui il valore d'impresa viene determinato attraverso multipli di alcune caratteristiche quantità aziendali espressi dal mercato e riferiti a società quotate ed operanti nel medesimo settore di riferimento (ad esempio il rapporto tra il valore d'impresa e il margine operativo lordo, EV/EBITDA, o il rapporto tra il prezzo di mercato e l'utile per azione, price/earning).

3.5 RAB vs DCF e RAB vs Multipli

Come abbiamo notato fin qua, la RAB è un parametro fondamentale per la valutazione delle società public and energy, per il semplice fatto che è la base dei ricavi riconosciuti, degli incentivi a nuovi investimenti, e soprattutto rappresenta il capitale investito. Infatti

²⁹⁷ PWC, relazione della società di revisione ai sensi dell'art 2501 sexies. Fusione per incorporazione di Gemina SPA in AtlantiaSPA

²⁹⁸ A.Porteri Relazione di Stima del ramo d'azienda di origine Asmbrescia Spa

con l'approccio Sum of Part nella maggior parte dei casi le attività regolate vengono valutate con il criterio RAB.²⁹⁹

Per quanto riguarda il primo confronto, ovvero RAB vs DCF, si può notare che se utilizzati correttamente, i suddetti metodi dovrebbero portare allo stesso valore.³⁰⁰ La differenza tra i due valori sta nel fatto che l'EVA e perciò la RAB producono un risultato più fortemente ancorato al valore del capitale investito, mentre il DCF è molto più sensibile alle ipotesi di lungo termine, e in particolare a quelle utilizzate per il Terminal Value. In determinati casi inoltre, il valore dell'azienda è dato solamente da quest'ultimo elemento, o ne rappresenta la parte maggiore. L'ipotesi del terminal value in crescita perpetua è un'assunzione particolarmente a rischio di errore nel caso delle utilities, a seconda del tipo di business in cui operano, e del grado di regolamentazione a cui sono soggette.

Per reti di trasmissione e di distribuzione, la misura più credibile di Terminal Value è proprio la RAB³⁰¹ se si assume che gli extra-profit sono per natura limitati nel tempo. Questa situazione nasce dal fatto che il regolatore confiscando in modo graduale i sovra-ritorni fa sì che il valore terminale del business misurato all'anno t non può che essere pari al capitale investito all'anno t , in quanto lo spirito regolatorio non prevede il mantenimento di sovra-profitti all'infinito. Proprio per questo motivo il regolatore attraverso la revisione periodica dei parametri impone all'impresa di "condividere con i consumatori" i sovra-profitti ottenuti nel periodo precedente. L'ipotesi di assumere la RAB come valore terminale lo si incontra anche nel principio di neutralità nel rimborso del valore dei cespiti in ambito gara. Condizione necessaria e sufficiente affinché si rispetti il principio tra gestore uscente e gestore entrante è che il valore residuo sia definito coerentemente con il MTI: se infatti il valore residuo fosse inferiore (superiore) alla RAB ne risulterebbe penalizzato (avvantaggiato) il gestore uscente e avvantaggiato (penalizzato) il gestore entrante³⁰². Pertanto il DCF può sembrare un buon sostituto del metodo RAB, ma lo è solo a patto di utilizzare la RAB come valore terminale.

Come detto se il DCF comporta dei notevoli rischi a livello di ipotesi di lungo termine, i multipli tradizionali come l'EV/EBITDA (valore d'impresa rapportato al margine operativo lordo) o il PRICE/EARNING sono ancora più pericolosi. Ogni multiplo

²⁹⁹ Un esempio di valutazione Sum of part si può trovare nel libro *Modelli finanziari per la valutazione d'azienda*, di L. Franceschi. Si tratta della valutazione del gruppo TERNA

³⁰⁰ Cipelletti M., *La valutazione "Rab" in rivista: la valutazione delle aziende 2005*

³⁰¹ Esempio Studi societari Hera., Kepler Cheuvreux 02/10/2014

³⁰² Ref Ricerche Valore residuo delle opere del servizio idrico: cercasi certezze. Rivista luglio 2014

comporta implicitamente l'assunzione di una crescita (positiva, negativa o nulla), infatti utilizzando per esempio il multiplo P/E per stimare il terminal value si suppone che la società avrà nel periodo terminale un valore pari a un certo moltiplicatore degli utili attesi.³⁰³ Ma questo nel caso delle utilities regolamentate gli utili e l'EBITDA sono soggetti come già detto a revisioni periodiche regolari; pertanto è intuitivo che non si può applicare lo stesso multiplo dell'utile nell'anno immediatamente precedente, e in quello successivo alla revisione quadriennale.

Il rischio tipico è di sovrastimare il valore attuale netto delle performance positive dell'azienda (ad esempio incremento degli utili ottenuti grazie alla riduzione di costi), piuttosto che delle penalizzazioni da parte del regolatore.³⁰⁴

Applicando un multiplo alle variazioni degli utili si presuppone a ipotizzare un loro mantenimento nel tempo per un periodo indefinito; al contrario attraverso il profit sharing i benefici derivanti dalle riduzioni di costo, verranno prima o poi condivisi con i consumatori, mentre a fronte di una regolamentazione più stretta è facile aspettarsi una reazione compensatoria da parte delle imprese per compensare in buona parte gli effetti sugli utili. Una riduzione del WACC stabilito dall'Autorità farà diminuire i ricavi riconosciuti, e perciò per mantenere possibilità di extra-profitti nel periodo l'azienda dovrà per forza di cose mantenere il proprio WACC al disotto di quello definito dall'Autorità.

In sintesi, per le utilities regolamentate i multipli andrebbero usati con cautela, preferibilmente come metodo complementare o comparativo.

Se il multiplo implicito derivante dall'applicazione del metodo RAB è disallineato rispetto alla media di settore, occorre verificarne le ragioni.

Un'altra considerazione molto importante per la borsa, spesso soggetta a percezioni di difficile analisi, è che per le utilities regolamentate, la metodologia RAB consente di circoscrivere la valutazione all'interno di un range compreso fra la pura RAB e la RAB rettificata per il valore attuale netto degli extra profitti.³⁰⁵ Nel lungo termine inoltre questi valori tenderanno a convergere, in quanto alla crescita della RAB farà riscontro il profit sharing e perciò una graduale erosione degli spazi per generare extraprofit. Perciò una corretta applicazione del metodo RAB riduce di molto e sempre di più nel tempo, gli spazi per le oscillazioni di borsa.

³⁰³ Pedriali D., Analisi finanziaria e valutazione aziendale La logica applicativa con i nuovi principi contabili internazionali. P119

³⁰⁴ Zanetti L., Valutazione delle società " Distribuzione Gas" oppcit

³⁰⁵ Cipelletti M., La valutazione "Rab" in rivista: la valutazione delle aziende 2005

4 IL CASO ASM BRESCIA SPA: CONFERIMENTO DI RAMO AZIENDALE IN CIGE SPA.³⁰⁶

4.1 Caratteristiche delle società interessate

ASM Brescia S.p.A era una società attiva, direttamente e attraverso società controllate, nella produzione e distribuzione di energia elettrica, trasporto gas, distribuzione del gas metano e nei servizi di acquedotto, nettezza urbana, illuminazione pubblica, fognature, depurazione e telecomunicazioni.

ASM era controllata dal Comune di Brescia che deteneva il 72,88% del capitale sociale, mentre per la restante parte (il 16,93%) era quotata in borsa. Nell'ottobre 2007 l'assemblea della società ha approvato la fusione per incorporazione in Aem, l'omologa utility milanese, efficace a partire dal 1° gennaio 2008. Contestualmente Aem ha assunto la denominazione A2A

CIGE S.p.A invece è una società operante nel settore della distribuzione del gas naturale e controllata da ASM Brescia al 100%.

Il conferimento si configura quindi come un'operazione volta al riassetto organizzativo per adeguarsi alle normative introdotte dal Decreto Letta e da farsi entro il periodo transitorio.

Infatti produzione/approvvigionamento, distribuzione e vendita sono attività da svolgere separatamente, e ciò si traduce nella costituzione di distinte società all'interno di una configurazione organizzativa di gruppo aziendale.

4.2 La scelta del metodo principale

L'esperto dopo aver sinteticamente presentato i principali metodi di valutazione utilizzati nella pratica professionale, analizzando le peculiarità del caso, ha ritenuto che il metodo di valutazione principale più idoneo alle caratteristiche dell'operazione e del ramo trasferito fosse il metodo misto con stima autonoma dell'avviamento. L'esperto ha provveduto per prima cosa ad una valutazione analitica dello Stato Patrimoniale per determinare il Patrimonio Netto Rettificato, poi, ha stimato il valore dell'avviamento attraverso l'attualizzazione dell'extraprofitto.

³⁰⁶Le informazioni, i dati e le tabelle sono tratti dalla relazione di stima ai sensi dell'art 2343cc di ASM Brescia S.p.A. oggetto di conferimento in CIGE S.p.A.

Come metodi di controllo sono stati invece utilizzati il criterio reddituale e il criterio dei multipli.

Prima di analizzare il caso è bene però fornire alcune riflessioni circa le peculiarità del caso in esame che hanno portato alla scelta del metodo misto come metodo principale di stima.

Per la valutazione del ramo distribuzione gas occorre analizzare, nell'ambito della regolamentazione di tale attività, il tema della determinazione dei flussi attesi.

Come analizzato in precedenza, si deve considerare che la formazione dei ricavi di gestione di società operanti nel settore distributivo del gas è in larga parte predeterminata dall'Autorità.

Come è già stato rilevato nel capitolo 3. relativo alle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale, l'Autorità ha stabilito un VRD (vincolo sui ricavi della distribuzione) risultante dalla somma di tre componenti: (1) i costi operativi riconosciuti, da determinare facendo riferimento, alternativamente, ai dati dell'ultimo bilancio disponibile, o a specifiche formule parametriche; (2) gli ammortamenti, da calcolarsi in base alla vita residua degli asset; (3) la remunerazione del capitale, calcolata in base ad un tasso di rendimento fissato dall'Autorità, rappresentativo del costo medio ponderato del capitale e ottenuto secondo la metodologia del Capital Asset Pricing Model

Una volta definito il *revenue cap* l'Autorità provvederà con il meccanismo del price-cap ad apportare delle modifiche annuali.

L'importanza della determinazione di un valore degli asset da parte dell'Autorità si evidenzia soprattutto nelle analisi condotte da soggetti esterni, perché in questo caso ci sarà una riduzione della variabilità dei risultati derivata dall'arbitrio valutativo che esiste sulle componenti patrimoniali e sulla stima dei flussi attesi.

Nelle analisi valutative svolte all'interno dell'azienda, come nel caso oggetto di studio, risulta importantissimo tenere conto della logica con la quale l'Autorità interviene sia nella definizione degli asset, sia nella determinazione dei flussi. Come abbiamo notato però nella realtà operativa esistono situazioni di scostamento rispetto alle grandezze sulle quali l'Autorità definisce la tariffa e il VRD. Per il principio su cui si basa l'affidamento del servizio di distribuzione, ovvero che le aziende non possono ottenere extraprofitti, è inevitabile che quest'ultimi sono destinati a riassorbirsi nel tempo, con un avvicinamento progressivo del capitale economico d'azienda alla RAB.

Particolare rilievo va attribuito alle variabili che concorrono a determinare il VDR e il livello di remunerazione del capitale investito (WACC), perché le medesime rientrano

nella stima autonoma del goodwill. Prendendo in considerazione queste peculiarità, l'esperto ha ritenuto il metodo più idoneo al caso il metodo misto con stima autonoma dell'avviamento, e questo comporta che alla valutazione patrimoniale analitica richiesta dal dettato dell'art. 2343 c.c. si affianchi anche una analisi reddituale con accertamento di un eventuale goodwill o badwill.

4.3 La valutazione con il metodo prescelto

Al fine di stimare il Patrimonio Netto Rettificato sono state individuate le singole classi facenti parte dell'attivo e del passivo, poi sono state sottoposte ad analisi al fine di valutarne i presupposti per l'iscrizione ed il valore corrente di conferimento.

- Le immobilizzazioni materiali: L'esperto ha classificato le immobilizzazioni in terreni e fabbricati, reti di distribuzione, cabine di I e II salto, allacciamenti e contatori dopodiché, ha ritenuto idoneo, data la particolarità delle immobilizzazioni suddette di affidare la stima ad una società esperta in perizie del settore.

Quest'ultima ha stimato il valore industriale delle immobilizzazioni³⁰⁷, e aggiustando queste valutazioni per tener conto la situazione contrattuale dei cespiti, a fronte di un valore contabile pari a 93.561.290.84 € sono stati determinati i seguenti valori correnti:

Terreni	2.864.000 €
Fabbricati	612.600€
Reti di distribuzione	71.318.409€
Cabine di I e II salto	2.890.149€
Allacciamenti	32.531.437€
Contatori	7.431.896€
TOTALE	117.648.491€

Tabella 1 Immobilizzazioni materiali

³⁰⁷Entro l'anno 2012 tutti gli impianti, esclusi quelli di proprietà dei comuni, sono stati oggetto di perizia per la valorizzazione industriale. Questo perché in data 31/12/2012 si è avuto la fine del periodo transitorio dove tutte le società si dovevano adeguare alla normativa, in modo tale da avere a fine concessione un valore VIR da poter confrontare con un valore RAB, e passare perciò dal Primo Periodo al Periodo a Regime. Fonte S.Ferla., Il servizio di distribuzione del gas naturale.

Più in dettaglio la determinazione del valore corrente attribuibile alle reti di distribuzione, alle cabine, agli allacciamenti, ai misuratori, oltre che ai terreni e ai fabbricati collegati con l'attività di distribuzione del gas naturale effettuata da parte della società ASM Brescia S.p.A. e oggetto di conferimento nella società CIGE S.p.A. parte dalla valutazione industriale della società specializzata. Per ciascuno dei cespiti la società perviene alla determinazione del valore corrente sulla base della tipologia del bene, della sua età/anzianità di posa, della Vita Economico-Tecnica e della Vita Residua. A tale valore industriale l'ASM Brescia deve tener conto delle previsioni contrattuali contenute nelle concessioni per arrivare al valore da iscrivere nel bilancio di conferimento.

- Immobilizzazioni immateriali. In questa categoria compaiono le concessioni, avviamento marchi, licenze, brevetti, e costi pluriennali.

Per quanto riguarda le concessioni si ritiene che possano essere mantenute in bilancio, essendo contratti stipulati con alcuni comuni e per questo da considerarsi attività giuridicamente tutelate. Dato però che le scadenze sono state prorogate mentre l'ammortamento è rimasto invariato, l'esperto ha ritenuto appropriato rideterminare il valore, questo porta un valore corrente pari a €707.213.

Comune	Data scadenza convenzione	Valore originario	Scadenza originaria contabile	Valore netto contabile bilancio	Differenziale durata (anni)	Durata originaria mesi	Nuova durata	Durata residua	Valore
Bozzolo*	2010	42.000,00	2008	31.500,00	2	48	72	60	35.000,00
Brione	2010	5.437,31	2007	1.606,83	3	80	116	60	2.812,40
Cellatica	2010	361.519,83	2007	108.965,15	3	80	116	60	186.993,02
Concesio	2010	333.251,42	2007	95.214,67	3	84	120	60	166.625,71
Gussago	2010	8.100,00	2008	6.075,00	2	48	72	60	6.750,00
Isèo	2010	120.000,00	2008	90.000,00	2	48	72	60	100.000,00
Marone	2010	28.800,00	2008	21.600,00	2	48	72	60	24.000,00
Orme	2010	35.450,00	2008	26.587,50	2	48	72	60	29.541,67
Polaveno	2010	49.065,99	2007	14.318,78	3	82	118	60	24.948,81
Polaveno	2010	12.000,00	2008	9.000,00	2	48	72	60	10.000,00
Pontevico	2010	8.503,42	2007	2.443,57	3	82	118	60	4.323,77
Sale Marasino	2010	48.000,00	2008	36.000,00	2	48	72	60	40.000,00
San Martino d'Argine	2010	10.000,00	2008	7.500,00	2	48	72	60	8.333,33
Cultano	2010	21.200,00	2008	15.900,00	2	48	72	60	17.666,67
Vallio Terme	2010	80.050,82	2007	23.427,14	3	81	117	60	41.051,70
Zone	2010	11.000,00	2008	8.250,00	2	48	72	60	9.166,67
		1.174.378,79		498.388,64					707.213,74

* Nella valutazione delle immobilizzazioni materiali di Bozzolo la scadenza Mille Proroghe è considerata, per ragioni prudenziali, al 2007.

Figura 12 Valore Industriale cespiti comunali

- L'avviamento presente è connesso a una precedente operazione d'acquisto da parte della società. La sua determinazione è avvenuta basandosi sui contratti esistenti in capo all'acquisita, perciò per lo stesso motivo delle concessioni si ritiene idoneo al mantenimento in bilancio. Il valore corrente è stato però svalutato, dato che il piano di ammortamento prevedeva il 2011 come data finale, ma è stato preferito allineare la sua fine a quella delle concessioni, anticipandola al 2010 come visualizzato nella figura soprastante. L'entità della svalutazione è di € 26.279,40 portando il valore corrente dell'avviamento a € 328.492,24
- I costi pluriennali invece sono relativi per quasi la loro totalità a campagne promozionali. Mancando i presupposti per l'iscrizione di tali attività in bilancio, come per esempio la separabilità, essi non sono considerati immobilizzazioni immateriali, ma rientra nella categoria di oneri pluriennali. Pertanto il valore corrente è pari a zero.

Voce di bilancio	Valore contabile	Valore corrente
Concessioni, licenze e diritti simili	498.388,64	707.213,74
Avviamento	354.771.64	328.492.24
Altre immobilizzazioni	478.383.64	0
TOTALE	1.331.544.12	1.035.705.98

Tabella 2 Differenza Valori contabili e valori industriali

- Immobilizzazioni finanziarie. Non vi sono immobilizzazioni finanziarie conferite, come da bilancio di conferimento.
- Rimanenze. In questa categoria, vista la natura del conferimento si ha come posta, esclusivamente i lavori in corso su ordinazione, relativi a committenti sia pubblici che privati. Le ricerche compiute dall'esperto non hanno riscontrato dissonanze rispetto al loro valore contabile di 517.280,29
- Ratei e risconti attivi. Rispettando il criterio temporale e dopo la verifica da parte dell'esperto riguardante l'attribuibilità al ramo di distribuzione dal gas, si ha il valore di 116.154,62
- Fondi per rischi ed oneri. Non sono state rilevate, posizioni di rischio che richiedessero la costituzione di un fondo specifico

- TFR. La società ASM Brescia ha evidenziato come questo valore si riferisse ai i 64 dipendenti trasferiti e al loro TFR. Da un campione estratto di 5 individui l'esperto ha poi verificato la correttezza dei dati forniti, non facendo notare differenze.
- L'importo complessivo è di € 1.232.843,45. Una volta verificato se ai dipendenti spettasse altri compensi differiti che comportino l'iscrizione di passività in bilancio è emerso solo quello relativo alle ferie non godute, pari a €287.515,08 che viene però accolto nei debiti.
 - Crediti. In questa voce compaiono quelli verso utenti e clienti al netto della svalutazione, quelli verso imprese controllate, controllanti e gli altri tipi di credito verso altri.

Analizzandoli nel dettaglio si nota che i primi riguardano i crediti verso clienti e fatture da emettere per distribuire gas verso terzi e da contributi di allacciamento e preventivi.

I dati su cui si basa la valutazione sono i mastri specifici a tutti i valori di credito riguardanti la divisione di distribuzione. I crediti verso utenti, sono pluri-divisionali. Il valore viene suddiviso ai singoli settori di attività, attraverso una lettura per riga del documento.

L'esperto ha quindi proceduto a verificare la corrispondenza tra il valore totale attribuito alla divisione Gas distribuzione e quello emergente dal tabulato riportante il valore multi-divisionale complessivo. Il fondo svalutazione crediti e i crediti stralciati non hanno subito variazioni.

La voce dei crediti verso imprese controllate è composta da crediti e fatture da emettere verso le seguenti società del gruppo: Asm Energia e Ambiente, Cige, Omniservizi, Retragas, Sobergas, Tidone Gas Energie.

Una volta riscontrata le voci di credito si è riscontrato un valore corrente uguale a quello contabile.

I crediti verso controllanti e verso altri sono composte da crediti e da fatture da emettere verso il Comune di Brescia relativo a lavori in via di realizzazione, da depositi cauzionali di cui si è verificata l'attribuibilità alla divisione Gas distribuzione; anticipi a fornitori, crediti vari e crediti verso dipendenti. Riassumendo in una tabella tutte le voci riguardanti i crediti si ha:

Voce di bilancio	Valore Contabile	Valore Corrente
Crediti verso utenti e clienti al netto del fondo	465.892.08	440.004.46
Crediti verso imprese controllate	22.057.778.36	22.057.778.36
Crediti verso controllanti	232.318.54	232.318.54
Crediti verso altri	238.709.73	248.402.90
TOTALE	22.994.698.71	22.978.504.26

Tabella 3 Crediti

- Debiti. Il procedimento è analogo a quello dei crediti, evidenziando un valore leggermente superiore a causa dell'inserimento di un importo per ferie non godute dai dipendenti. I debiti comprendo cinque tipologie di valore.

I debiti verso fornitori, verso imprese controllate, verso controllanti, i tributari e i debiti verso altri.

Voce di bilancio	Valore Contabile	Valore Corrente
Debiti verso fornitori	2.733.628,13	2.733.628,13
Debiti verso imprese controllate	362.357,25	362.357,25
Debiti verso controllanti	1.215.087,47	1.215.087,47
Debiti tributari	1.587,60	1.587,60
Debiti verso altri	1.523.983,99	1.811.499,07
TOTALE	5.836.644,44	6.124.159,52

Tabella 4 Debiti

- Ratei e risconti passivi. Non sono sorte discrepanze rispetto al valore di carico pari a € 5.386.124,45

Riassumendo i dati sopradescritti si arriva a un valore di capitale netto rettificato di €129.553.008,73 che si articola nella seguente forma:

Stato patrimoniale ASM BRESCIA SPA 31/12/2005 – Conferimento Ramo d'azienda distribuzione gas in Cige		
STATO PATRIMONIALE ATTIVO		
	Valori Contabili	Valori Correnti
B) IMMOBILIZZAZIONI	93.892.834.96	118.684.196.98
B.I Immateriali	1.331.544.12	1.035.705.98
B.II Materiali	92.561.290.84	117.648.491.00
C) ATTIVO CIRCOLANTE	23.511.979.00	23.495.784.55
C.I Rimanenze	517.280.29	517.280.29
C.II Crediti	22.994.698.71	22.978.504.26
D) RATEI E RISCONTI ATT.	116.154.62	116.154.62
TOTALE ATTIVO	117.520.968.58	142.296.136.15
STATO PATRIMONIALE PASSIVO		
C)TRATT. FINE RAPPORTO	954.157.75	1.232.843.45
D) DEBITI	5.836.644.44	6.124.159.52
E) RATEI RISCONTI PASS	5.386.124.45	5.386.124.45
TOTALE PASSIVO	12.176.926.64	12.743.127.42
PATRIMONIO NETTO RET.	105.344.041.94	129.553.008.73

Tabella 5 Stato patrimoniale ASM Brescia SPA

Utilizzando il metodo misto come metodologia valutativa, l'esperto ha portato a sviluppare un'analisi dettagliata delle varie voci per quantificare il Patrimonio Netto Rettificato. Quest'ultimo però deve essere integrato con il valore attuale del sovra-reddito calcolato sul periodo 2006-2010, quest'ultimo ottenuto come differenza tra il reddito normalizzato prospettico e il reddito medio normale di settore.

Considerando rispettivamente il risultato operativo dell'attività di distribuzione del gas nei seguenti anni:

- 2006: 6.8 mln;
- 2007: 7.8 mln;
- 2008: 8.8 mln;
- 2009: 9.7 mln;
- 2010: 10.7 mln;

E contemporaneamente un aumento del volume dell'attività svolta (circa il 7% del periodo) si può notare una dinamica coerente con quella del valore della produzione.

Un valore su cui porre l'attenzione è la dinamica dei costi fissi, rappresentati dai costi di personale e dalle manutenzioni. Il trend rappresentato in tabella mostra significativi recuperi di efficienza e di produttività, evidenziati dalla loro contrazione in valore assoluto e dal forte contenimento della loro incidenza sui ricavi, in linea con i recuperi di efficienza indicati dalla Autorità. Infatti il fattore X fissato nell'ordine del 5% per il secondo periodo di regolazione è pienamente soddisfatto, se non superato negli anni del terzo periodo di regolazione.³⁰⁸

	2006	2007	2008	2009	2010
Costi Operativi (mln)	16.0	15.2	14.4	13.7	13.0

Tabella 6 Andamento Prospettico costi operativi

Questa possibile maggior efficienza rispetto a quella richiesta dall'AEEG aumenta gli extra-earnings come accennato nel capitolo 3.

L'esperto ha riscontrato questa riduzione dei costi operativi nella riduzione del personale, che sarà specificamente destinato alla distribuzione gas senza condividere altre incombenze legate all'erogazione di servizi diversi, il migliore utilizzo del personale di pronto intervento, la riduzione delle sovrapposizioni di mansioni e di ruolo e il migliore utilizzo del personale amministrativo.

³⁰⁸AEEG., Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione pag.48 e seguenti

Ai fini della determinazione del reddito prospettico normalizzato l'esperto ha dato particolare attenzione agli anni post 2008, in considerazione del cambiamento del periodo regolatorio. Infatti passando dal secondo al terzo periodo regolatorio si ha un cambiamento nel regime tariffario, e perciò resta difficile, e soprattutto arbitrario prendere posizione nei riguardi dei diversi pesi da applicare agli anni post 2008.

Inoltre si pone l'attenzione dato il meccanismo del *pricecap* e del *profitsharing* la possibilità di una tendenziale riduzione delle tariffe, implicita nelle scelte adottate dall'Autorità, la quale può essere controbilanciata dai recuperi di produttività realizzati nell'ambito del gruppo ASM e messi in evidenza dalla minore incidenza dei costi operativi sul valore della produzione

Rilevando un reddito medio ante imposte di 8,760 milioni di € tramite una media aritmetica si è provveduto poi a sottrarvi l'aliquota fiscale del 37.22%, ottenendo un risultato pari a 5.496.900€

Il Benchmark di redditività media del patrimonio netto rettificato è data dalla formula:

$$Ke = rf + \beta(ERP)$$

Dove:

- Rf è il rendimento dei btp decennali. Il suo valore è di 3.65%
- β è determinato secondo le indicazioni fornite dall'Autorità nella sua configurazione di beta unlevered ed è pari a 0,49.
- ERP è quantificato secondo le indicazioni fornite dall'autorità nell'ambito della stima del rendimento del capitale investito (WACC) ai fini della determinazione del VRD. Il valore è pari al 4%.

Con la formula sopra evidenziata, si ottiene una redditività media pre-tax pari al 5,6% medio annuo, che diviene pari al 3,5% in dimensione after-tax.

Il tasso di attualizzazione del sovrareddito si discosta rispetto alla redditività del patrimonio netto rettificato assunta come benchmark per il maggior valore attribuito al beta. Quest'ultimo che si riferisce al gruppo ASM differisce dal precedente a causa del coefficiente beta più elevato, pari a 0.65. Il tasso di attualizzazione after-tax è quindi del 4%.

L'extra-reddito annuo è pari a 962.544,69 € e si ottiene per avanzo tra il reddito di esercizio after-tax pari a 5.496.900 euro e il reddito benchmark pari a € 4.534.355,30

(ottenuto come prodotto tra il patrimonio netto rettificato pari a € 129.553.008,73 e il rendimento benchmark dopo le tasse, pari al 3,50%.

In formule:

$$W = 129.553.008 + (5.496.900 - 129.553.008 * 0.035) * a_{5-0.04}$$

$$W = 129.553.008 + 4.285.077 = 133.838.086$$

4.4 La valutazione con i metodi di controllo.

I metodi di controllo utilizzati sono stati il metodo reddituale e il metodo dei multipli.

Con riferimento al primo, è stato attualizzato il flusso di reddito in rendita perpetua.

La scelta sulla rendita perpetua è stata data dalle caratteristiche della distribuzione del gas. Infatti al di là delle specifiche concessioni, l'area della distribuzione presenta un orizzonte temporale indefinito, che difficilmente può essere modificato in modo profondo.

Attraverso la formula $W = R/i$ con R pari a 8,760 milioni di € (reddito operativo medio) e $i = 5,6\%$ si arriva ad un risultato di 156.428.571 €, per circa il 17% superiore a quello determinato attraverso il metodo principale.

Per il metodo dei multipli sono state individuate, come società comparabili, delle aziende operanti nel ramo della distribuzione del gas, quotate nel mercato italiano.

Fra queste ci sono aziende multi-utility, ovvero che operano in più segmenti della filiera produttiva, o in altri ambiti. Questo può ovviamente avvenire solo tramite un rapporto partecipativo, ovvero di gruppo.

Infatti il conferimento di ASM Brescia in Cige non è altro che una separazione solo apparente, dato che il capitale di Cige spa è totalmente detenuto da ASM.

Questo la configura come una società multi-utilities e perciò comparabile con le altre.

Per ognuna di esse si è provveduto a raccogliere le stime formulate per l'anno 2005 con riferimento ai rapporti seguenti:

- EV/EBITDA è il rapporto tra il valore d'impresa e il margine operativo lordo
- EV/EBIT è il rapporto tra il valore d'impresa e il reddito operativo prima delle imposte.

Nella tabella seguente sono rappresentati i multipli delle società comparabili

COMPARABLES	EV/EBITDA	EV/EBIT
Acea	7.6	13.2
Acsn	5.8	9.6
Aem-Milano	11.7	22.8
Aem-Torino	9.3	13.4
Amga	8.8	14.5
Hera	8.7	15.6
Snam RG	8.3	12.3
MEDIA	8.6	14.5

Tabella 7 Multipli di confronto

Con riferimento ai risultati riportati nella tabella è stato calcolato il valore economico del capitale:

EV/EBITDA 8,6 $8,6 * 15.680.000 (€) = 134.848.000 €$

EV/EBIT 14,5 $14,5 * 8.760.000 € = 127.020.000$

Riassumendo i valori stimati tramite i metodi scelti abbiamo:

- Con il metodo principale: 133.838.086,67 € arrotondato alla fine a 133.800.00
- Con il metodo reddituale con rendita perpetua 156.428.571 €;
- Con i metodi di controllo:
 - EV/EBITDA: 134.848.000 €
 - EV/EBIT: 127.020.000

Come si evidenzia i metodi di controllo danno risultati che sono sia superiori che inferiori a quello principale, però si può notare che il valore stimato tramite il metodo principale si colloca in posizione intermedia tra i due estremi e molto vicina al multiplo EV/EBITDA, e perciò si può considerare una stima corretta e significativa per il ramo di distribuzione del gas oggetto di trasferimento.

4.5 La valutazione con il metodo RAB

Dopo aver analizzato il caso della relazione si è ritenuto idoneo cercare di applicarvi la metodologia studiata in modo tale da identificare se questo metodo porta a conclusioni analoghe o completamente differenti da quelle utilizzate dall'esperto.

Come ampiamente detto in precedenza la metodologia RAB si annovera tra i metodi misti, dove il valore dell'azienda dipende anche dalla sua capacità di creare valore in futuro.

Pertanto il punto di partenza è stato quello di cercare una stima attendibile del capitale investito ai fini regolatori e di trovare le aree in cui il ramo d'azienda poteva creare degli extraprofitti come visto nella formula base³⁰⁹.

Per fare questo si è seguito la linea dell'esperto, ovvero non si è tenuto in considerazione i cambiamenti dei valori, quali X-factor e WACC nei differenti periodi regolatori, per non rischiare di alterare il risultato.

Data l'impossibilità nel reperimento di un dato certo della RAB del ramo d'azienda conferito, lo studio è partito da un equity research³¹⁰ che ha ovviato a tale problema stimando il valore RAB degli operatori partendo da quella nazionale, rapportando poi la RAB di Italgas alla percentuale di gas distribuito sulla rete Italgas rispetto al totale dei consumi nazionali nel settore dell'anno 2005³¹¹.

La SIM dichiara: *“questo criterio rappresenta un'approssimazione, ma riteniamo sia il migliore strumento per stimare il valore della RAB per l'universo delle municipalizzate non avendo i dati certi”*³¹².

In questo caso, senza determinare il valore della RAB per ogni singolo distributore, hanno preso a riferimento la RAB determinata per l'operatore più rappresentativo, Italgas Distribuzione (3.6 mld EUR), e hanno stimato il valore della RAB nazionale rapportando questo dato al volume di gas distribuito sulla rete Italgas rispetto al totale dei consumi nazionali civili nel settore.

Questa metodologia non tiene conto delle singole realtà dei vari distributori e del valore delle varie RAB, ma da un punto di vista generale questo approccio è stato ritenuto il migliore.

³⁰⁹ Riferimento pagina 71 e seguenti

³¹⁰ Centrosim., Alla ricerca dell'innocenza perduta. Equity research redatto da Centrosim, Società di Intermediazione Mobiliare iscritta al n. 32 dell'albo di cui all'art. 20 comma 1 del D. Lgsn. 58/98 anno 2015.

³¹¹ Il valore considerato è di inizio anno 2005, mentre la relazione di stima è riferita al 31/12/2015.

³¹² Fonte: ibidem

Distribuzione gas	bcm	Rank	% volumi	RAB
ENI(Italgas)	6.9	1	24.5	3.6
Enel	3.7	2	13.1	1.9
HERA	1.9	3	6.8	1.0
AEM	1.3	4	4.5	0.7
AET	0.7	5	2.6	0.4
ASM	0.6	6	2.2	0.3
Altri	13.2		46.3	6.8
Totale nazionale	28.2		100	14.7

Tabella 8 RAB nazionale. Tabella Elaborata da società Centrosim

Perciò a livello di gruppo ASM, la RAB della distribuzione ha un valore approssimativo di 0.3 miliardi di euro.

Ai fini della nostra valutazione il valore a livello di gruppo dovrà essere rapportato attraverso una base di riparto idonea al ramo conferito.

Quest'ultima è stata individuata nella lunghezza della rete, che rappresenta una parte importante delle immobilizzazioni di una società di distribuzione.

Per far ciò si è utilizzato i dati derivanti dallo studio della Fondazione Civicum³¹³ che riconosce a livello di gruppo 5191 km di rete suddivisi in:

- 1529 km di rete utilizzati per l'alta e la media pressione
- 3662 km di rete utilizzati per la bassa pressione.

La presenza di km di rete utilizzati per l'alta pressione fa notare che questi dati non si riferiscono soltanto alla distribuzione del gas alle utenze civili, ma bensì anche alla parte del trasporto e della distribuzione per usi industriali.

Come spiegato nel capitolo 1 la distribuzione per utenze civili avviene solamente attraverso condotte a media e bassa pressione perciò da questo valore dovrà essere eliminato il valore della parte di km corrispondente all'alta pressione.

Questo scorporo di rete viene fatto perché nella relazione, le reti oggetti di conferimento erano solo quelle a media e bassa pressione.

³¹³ Fondazione civicum., Le società controllate dai maggiori comuni italiani; costi, qualità ed efficienza. Edizione 2007., a cura dell'Ufficio Studi di Mediobanca anno 2007 pag 72

Analizzando i dati reperiti dalle fonti contabili come il Bilancio, la relazione annuale AEEG e la relazione peritale si nota una non univocità dei dati, ovvero:

Fonte dei dati	Km di Rete			
	Alta pressione	Media pressione	Bassa Pressione	Totali
Bilancio ASM 2006 ³¹⁴	-	287.2(Stima)	1743.8(stima)	2031
Relazione Peritale ³¹⁵	-	289.71	1755.54	2045.35
Relazione AEEG ³¹⁶	268	-	1739	2007

Tabella 9 Km di rete ASM Brescia spa

Considerando la stessa incidenza sul totale della media e bassa pressione della relazione peritale si è calcolato i valori singoli dichiarati in Bilancio ottenendo 287.2km per la media pressione e 1743.8 km per l'alta. Così facendo si è ottenuto un valore presente in ogni fonte della bassa pressione, e si è calcolato un valore medio, ottenendo 1746 km. Questo valore è stato rapportato al valore totale a livello di gruppo di 3662 km, e il coefficiente derivato è stato mantenuto per le altre tipologie di reti, ottenendo un valore approssimato di 4628.91 km di rete adibita alla distribuzione (media pressione e bassa pressione). Questo valore sembra un valore in linea con il trend di crescita avvenuto negli anni dal 2003 al 2007.

Nel 2003 infatti la rete di distribuzione era di 4164 km su 4.210 km di rete totale³¹⁷, e nel 2007 il Gruppo ASM era presente con oltre 4800km di rete in media e bassa pressione³¹⁸

Per arrivare al valore RAB riferito alla rete oggetto di conferimento si è svolto una semplice proporzione.

³¹⁴ Gruppo ASM relazione e Bilancio 2006 .Pag 50, i dati si riferiscono al 31/12/2005, e solo riportati nel bilancio 2006

³¹⁵ Relazione di stima ai sensi dell'art 2343cc di ASM Brescia S.p.A. oggetto di conferimento in CIGE S.p.A pag 40

³¹⁶ AEEG, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta marzo 2006 pag 121

³¹⁷ Fonte: ibidem e Fondazione civicum

³¹⁸ Borsa Italiana., Profili societari, gruppo ASM

$$RAB_{distribuzione\ di\ gruppo} : Rete_{di\ distribuzione\ di\ gruppo} = x : Rete_{conferita}$$

In valori:

$$300.000.000 : 4628.91 = x : 2038,18^{319}$$

Ottenendo un valore approssimativo per il ramo oggetto di distribuzione di 132.094.237€

Ovviamente questo non rappresenta un valore esatto, data l'alta soggettività dei valori utilizzati, però al fine del confronto con i metodi usati nella relazione e come applicazione del metodo studiato può rappresentare un valore accettabile.

Riassumendo i valori in una tabella si ha:

Valore contabile attivo	Valore Industriale-corrente	Valore RAB
117.520.968 €	142.296.136 €	132.094.237 €

Il valore ricavato rappresenta un valore buono per confermare la teoria delle precedenti pagine, infatti si può notare come esso si discosti nettamente dai valori contabili date le differenti modalità di calcolo delle immobilizzazioni, e soprattutto è un valore inferiore al valore industriale, come di norma è avvenuto nelle valutazioni del capitale investito di località.

Una volta definito il valore della RAB si è ricercato la presenza o meno di extra-redotti e da dove derivano. Ricordando che i ricavi sono vincolati dall'AEEG, l'unico modo di avere una creazione di valore superiore a quella imposta è lavorare sull'aspetto dei costi. Ricapitolando in una situazione ideale si avrà degli extraredditi se:

- L'azienda riduce i costi operativi più di quanto imposto. Recupero efficienza > X Factor
- È presente una differenza tra remunerazione e costo del capitale, in questo caso WACC regolatore > WACC aziendale
- Sono presenti eventuali incentivi speciali
- Sono presenti eventuali benefici fiscali.

Ovviamente se sono presenti tutti questi elementi l'azienda creerà extra-valore, se invece sono presenti solo alcuni si deve studiare se gli altri elementi sono influenti o invece erodono valore.

³¹⁹ 2038 nasce dalla media del bilancio ASM e della relazione Peritale dato i valori non uguali ma molto simili. Si è escluso dal calcolo il valore della relazione AEEG perché non c'è indicazione della rete a media pressione

Riprendendo le formule descritte nel capitolo 3 avremo che il valore con il metodo RAB sarà dato da:

$$V_t = RAB_t + \sum_{t=1}^n \frac{EXTRA_EARNING_t}{(1 + WACC_{mkt})^t}$$

$$Extra_Earn. = \left[\frac{0.5x(COR_t - COE_t)}{(1 + WACC)^n} + (WACC_{real\ post\ tax} R_t - WACC_{real\ post\ tax} E_t) \times RAB_t \right. \\ \left. + incentivi\ su\ capex \times (1 - Tc) + TaxBenefit_t \right]$$

Analizzando la seconda formula, e perciò partendo dai costi operativi, si può notare come i costi operativi descritti in tabella hanno un andamento decrescente.

	2006	2007	2008	2009	2010
Costi Operativi (mln)	16.0	15.2	14.4	13.7	13.0

Il tasso di variazione però è pari al 5%, ovvero totalmente in linea con quello definito dall'AEEG. Perciò non sono presenti differenziali positivi. Come non è stato tenuto in considerazione in sede di stima dall'esperto il fatto che determinati dati potessero cambiare con il periodo regolatorio, anche noi non abbiamo considerato tale situazione. Per quanto riguarda il differenziale tra WACC regolato e WACC aziendale si deve prendere in considerazione come il ramo oggetto di trasferimento non presenti debiti finanziari. Questo infatti ha portato l'esperto a calcolare il β in sede di relazione³²⁰ con approccio *Unlevered*. Come si può notare infatti nel metodo di controllo riferito alla rendita perpetua l'esperto ha utilizzato un metodo chiamato *Adjusted Present Value*, che stima il valore dell'impresa come se tutta fosse finanziata con capitale proprio. Questo comporta che nel nostro caso il WACC del regolatore sarà confrontato con il Ke calcolato con β Unlevered. Inoltre l'APV valuta separatamente i benefici fiscali, ma non avendo i dati relativi non è stato possibile svolgere il calcolo dello scudo fiscale. Anche gli incentivi sugli investimenti non sono stati calcolati per la mancanza dei dati. Perciò gli extra-earning che il ramo d'azienda potrà generare derivano in questo caso solo dal differenziale tra i due costi del capitale. Avendo i dati in forma pre-tax si è passati ad

³²⁰ Perizia di stima del ramo distribuzione gas di ASM Brescia S.p.A. oggetto di conferimento in CIGE S.p.A. pag 97 e seguenti. Tasso after-tax = tasso pre-tax \times (1-t)

una forma after-tax³²¹ considerando un'imposizione di 37.25% utilizzata nella relazione di stima e nell'Equity Research di Centrosim e un tasso di inflazione del 2.2%
Questi evidenziati nella tabella seguente.

WACC utilizzati	PRE-TAX	AFTER-TAX	REALI
Wacc AEEG ³²²	7.5	4.7	2.45
Ke unlevered ASM Brescia	6.25	4	1.77

Tabella 10 Costi pre-tax e after-tax

Si nota così un differenziale positivo di 0.7% tra remunerazione definita dall'AEEG e il costo del capitale del ramo d'azienda.

Ogni flusso di cassa è derivato dall'attualizzazione del valore della RAB nell'anno t moltiplicato per 0.68% e attualizzato al WACC di mercato che in questo caso è il Ke unlevered, ovvero 4%.

Per evidenziare l'evoluzione della RAB si è preso in considerazione il piano industriale di ASM per gli anni 2006-2010³²³. Questo denota un aumento del 1.6% del valore della RAB nel 2010. In tabella si è sviluppato una possibile evoluzione della RAB nel periodo considerato.

	2006	2007	2008	2009	2010
RAB	132.516.938	132.939.640	133.362.341	133.785.043	134.207.744

Tabella 11 Evoluzione RAB periodo 2006-2010

L'attualizzazione dei vari extra-earning derivanti dal differenziale tra remunerazione e costo del capitale moltiplicato per la RAB sono sintetizzati nella tabella seguente

	2006	2007	2008	2009	2010
Extra-earning attualizzati	866.456,09	835.789,16	806.198,72	777.648,10	750.101,08

Tabella 12 Flussi di reddito attualizzati

La sommatoria dei flussi attualizzati è pari a 4.036.193€

³²¹ Enac., Formula presa da: Valore del Wacc reale pre-tax da applicarsi nel primo "sotto periodo tariffario"

³²² AEEG, Sintesi delle osservazioni al documento per la consultazione in materia di "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione pagina 13

³²³ A2A., piano industriale ASM 2006-2010 pag 21

Sommando il valore della RAB del 2005 con la sommatoria dei flussi di cassa si ha un valore pari a 135.998.532€

Riassumendo i valori stimati tramite i metodi applicati abbiamo:

- Con il metodo principale: 133.838.086,67 € arrotondato alla fine a 133.800.00
- Con il metodo reddituale con rendita perpetua 156.428.571 €;
- Con i metodi di controllo:
 - EV/EBITDA: 134.848.000 €
 - EV/EBIT: 127.020.000 €
- Con il metodo RAB 136.130.431

Alla luce del risultato ottenuto si può affermare che il metodo utilizzato, avendo al suo interno dati risultanti da elaborazioni e perciò con un alto tasso di soggettività porta ad un valore che tutto sommato è vicino al metodo misto con stima autonoma dell'avviamento ed al multiplo EV/EBITDA. Una piccola variazione in positivo o in negativo dal risultato ottenuto nell'equity research si ripercuote con effetto moltiplicato sulla RAB di ASM. Perciò a fronte di tutto ciò si può dire che avendo dati con minor grado di soggettività il metodo RAB può portare ad un valore molto più realistico rispetto agli altri metodi, per il semplice motivo che si ancora il valore d'azienda al capitale investito regolato che rispecchia le reali capacità dell'azienda di generare reddito. Inoltre si può notare come il valore dei sovra-ritorni è di misura modesta rispetto al valore della RAB, e si presume che con il passare del tempo questo differenziale si ridurrà sempre di più.

CONCLUSIONI

Con l'analisi fin qui svolta si è cercato di mostrare come le aziende operanti nel settore energy, specialmente quelle operanti nel settore della distribuzione del gas naturale, abbiano delle peculiarità che le fanno differire molto dalle normali aziende operanti nei settori non regolamentati. La presenza di un'Autorità che contemporaneamente determina il capitale investito netto riconosciuto delle aziende, i costi riconosciuti e i ricavi, denota una scarsa libertà operativa in capo alle aziende.

Queste limitazioni nascono dal fatto che la distribuzione è un servizio di pubblico interesse, perciò lo spirito del regolatore è quello di avvantaggiare i clienti e non le aziende. Questo viene svolto attraverso la revisione dei parametri che determinano la redditività di questo tipo di aziende, dato che l'idea di fondo del regolatore è che gli extraprofitti non dovrebbero esistere, e nel caso in cui esistessero questi devono essere ridotti, restituendoli in una determinata parte ai clienti attraverso l'applicazione di tariffe inferiori. Queste peculiarità che trovano vita in una regolamentazione molto stringente, e dalla presenza del parametro RAB fanno sì che anche i processi valutativi ne vengano influenzati. Precisamente si può notare come sia i metodi misti che il DCF benché considerino gli extra-profitti o extra-flussi nel breve periodo (superiori, inferiori o nulli rispetto al reddito equo) si ancorano su valori che non rispecchiano le reali capacità di generare redditi futuri. Il metodo misto si basa sul capitale investito rettificato che può discordare dalla RAB e il DCF su ipotesi di lungo termine (quelle sul TV) tipicamente di crescita perpetua. Nei settori regolamentati la capacità reddituale futura si basa sulla RAB e non sul capitale investito contabile. Proprio per questo la RAB si connota come un parametro essenziale per la valutazione d'azienda, che sia nel metodo misto o nel metodo DCF. Nel primo caso si ha una sorta di "certificazione" del capitale investito, che si può identificare anche come il valore attuale dei flussi futuri di reddito, nel secondo caso invece utilizzando la RAB come Terminal Value fa ancorare la metodologia DCF più sul capitale investito che su ipotesi di lungo periodo. Se i sovra-ritorni sono per natura limitati nel tempo il Terminal Value del business nell'anno t non può che essere pari al capitale investito nell'anno t .

Concludendo si può dire che il parametro della RAB ha una posizione di assoluta centralità nelle public utilities e specialmente in quelle operanti nel settore energy sia sotto l'aspetto di definizione della struttura costi-ricavi sia sotto l'aspetto valutativo.

Per le sue caratteristiche il metodo RAB comporta una limitata variabilità del risultato finale grazie al principio dei sovra-ritorni limitati. Il valore della rettifica è di piccola entità rispetto al valore del capitale investito regolato, il che riduce i margini di errore. Infatti ad oggi la valutazione delle aziende regolamentate con l'utilizzo della RAB (sia esso come metodo misto sia come TV) sembra la più idonea per valutare questo tipo di aziende e nel lungo periodo lo sarà ancora di più perché in un'ipotetica situazione in cui la redditività delle imprese si allinei a quella fissata dal regolatore il valore dell'impresa coinciderà con il valore della RAB. L'unico rischio nell'utilizzo di questo parametro è connesso a la possibilità di errori di giudizio o calcolo da parte del regolatore. Una modifica della RAB comporta un impatto strutturale sulla valutazione. Esempio il cambio di modalità del calcolo RAB di località nel 2009, che è passato da una metodologia parametrica all'attuale metodologia. Questo comportò una svalutazione del capitale riconosciuto. Questo però sembrerebbe un rischio remoto dato che la metodologia si è uniformata con le altre utility.

TABELLE

Figura 13 Costo storico vs costo sostituzione 198

METODO DEL COSTO STORICO RIVALUTATO	METODO DEL COSTO DI SOSTITUZIONE
In cosa consiste:	In cosa consiste:
La valutazione degli investimenti si basa su dati concreti desumibili dai libri obbligatori tenuti dalle imprese distributrici ai sensi di legge	Il metodo del costo di sostituzione mediante la tipologia <i>MEAV</i> (<i>Modern equivalent asset value</i>) prevede la definizione di un prezzario per le componenti di rete di distribuzione del gas. La valutazione degli investimenti si ottiene moltiplicando le consistenze degli investimenti dell'impresa distributrice per il valore unitario opportunamente definito.
Vantaggi:	Vantaggi:
Tale soluzione permette di dare meglio conto delle differenze nell'onerosità degli investimenti dovute all'effetto di variabili esogene. È inoltre di facile applicazione facendo riferimento a dati riportati sui libri contabili (costi stratificati per tipologia di cespiti e per anno di acquisizione) .	Tale soluzione comporta dei benefici in termini di stimolo a uno sviluppo efficiente del settore, in quanto i costi standard di sostituzione per la valorizzazione delle singole componenti di rete rappresenterebbero il costo base di riferimento, con un vantaggio immediato per le imprese in grado di investire a costi inferiori per i clienti finali, preservati dal rischio di essere gravati dai costi derivanti da inefficienze nella produzione del servizio
Svantaggi:	Svantaggi:
Tale soluzione, riconoscendo a consuntivo i costi di investimento, non stimola l'impresa a fare efficienza.	La difficoltà principale di tale metodo è legata alla corretta definizione dei costi standard, ovvero del prezzario, per la quale è necessaria la disponibilità puntuale e stratificata temporalmente dei dati tecnici relativi allo stock esistente.

Tabella Deflazione³²⁴

Anno Cespite	IFL	Anno.Cespite	IFL	Anno.Cespite	IFL
1956	33,977	1980	4,550	2004	1,235
1957	33,032	1981	3,721	2005	1,198
1958	33,794	1982	3,233	2006	1,170
1959	34,033	1983	2,899	2007	1,140
1960	32,667	1984	2,654	2008	1,105
1961	31,527	1985	2,434	2009	1,073
1962	30,243	1986	2,346	2010	1,074
1963	27,974	1987	2,247	2011	1,049
1964	26,803	1988	2,128	2012	1,017
1965	26,718	1989	2,019	2013	1,003
1966	26,000	1990	1,894	2014	1,002
1967	25,145	1991	1,789	2015	1,000
1968	24,580	1992	1,721		
1969	23,210	1993	1,658		
1970	20,427	1994	1,603		
1971	19,397	1995	1,541		
1972	18,780	1996	1,490		
1973	15,670	1997	1,451		
1974	12,092	1998	1,426		
1975	10,313	1999	1,405		
1976	8,619	2000	1,366		
1977	7,341	2001	1,335		
1978	6,483	2002	1,301		
1979	5,636	2003	1,275		

³²⁴ <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/15/151020.htm>

BIBLIOGRAFIA

- AEEG., Relazione annuale sullo stato dei servizi dell'attività svolta 2015
- Agenzia per il controllo e la qualità dei servizi pubblici locali di Roma., relazione 128
- Agenzia per l'energia e lo sviluppo sostenibile di Modena. Le attività a carico del comune concedente 2012
- Ancilazio., Le gare d'ambito per la concessione delle reti gas.
- Antonio Rettagliata Srl, italtrading provvedimento 20631
- Azienda Tortonese Multiservizi spa. Relazione su Consistenza dell'impianto di distribuzione e misura del gas naturale in Tortona di proprietà A.T.M 26/04/2012
- Baldini U., Il metano, Casa editrice dott. Carlo Cya, Firenze, 1952
- Berardi e Traini, Valore residuo delle opere del servizio idrico: cercasi certezze, Laboratori Servizi Pubblici Locali REF, luglio 2014
- Bonacchi M, Aziende multi-utility e misurazione delle prestazioni, 2006
- Borsa Italiana : guida alla valutazione
- Borsa Italiana., Profili societari, gruppo ASM
- Cassa depositi e prestiti., Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo marzo 2013
- Cassa per i servizi energetici ed ambientali., Allegato Perequazione.
- Centrosim., Alla ricerca dell'innocenza perduta. Equity research anno 2015.
- Cereda S.C., Periodo transitorio, novità nella distribuzione del gas, in www.strategieamministrative.it
- Cgil Toscana - Ufficio stampa
- Checchi C, Galletta R, Shale gas e offerta di gas nel medio periodo, n.33 dicembre 2010, Gestore dei Mercati Energetici
- Cipelletti M., La valutazione "RAB" per le utilities, articolo in La valutazione delle aziende 2005

Comune di Tortona., Il servizio di distribuzione del gas naturale istituzione degli ATEM, seminario 7 ottobre 2014

Corazza C, La guerra del Gas, i nuovi padroni dell'energia, i rischi per l'Italia e L'Europa, Sole 24 ore.

D. Little A., la Distribuzione del gas in Italia., 1q 2009

D'Amato A, La creazione di valore nelle public utility. Problematiche valutative 2005

D'ascenzi M Concorrenza e incentivi alle aggregazioni, in Management delle utilities 2007

D'ascenzi M, Concorrenza e incentivi alle aggregazioni, in Management delle utilities

De Marzo G., Codice dei servizi pubblici locali ed 2007

DirettaNews., articolo : Crolla il consumo di gas in Italia ai minimi del 1998

Ditier H., Utility regulation, the RAB and the cost of capital., University of Oxford 6/05/2009

Dm 22 maggio 2014

Doni N., Fontini F., Analisi delle gare di concessione per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale,. N37/2006

Dorigoni S., Il gas naturale liquefatto per l'Europa. Le ragioni, Le ragioni, l'impatto sul mercato e le prospettive 2009 pag 74

Enac : Valore del Wacc reale pre-tax da applicarsi nel primo "sottoperiodo tariffario"

Enerdata.net

ENI Oil& Gas review 2010

European Council.,General Secretariat of the Council, 4 February 2011

Fazioli R,Economia delle public utilities 2012

Fazioli R., La Riforma della Distribuzione Gas in Italia: implicazioni patrimoniali, finanziarie e di regulation 2014

Ferla. S Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed 2012

Ferla.S, Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale ed.2015

Ferraris L.,Università Luiss., student case: Cassa depositi e prestiti acquisisce SNAM

Fiorentini G., Impresa sociale & innovazione sociale. Imprenditorialità nel terzo settore e nell'economia sociale: il modello IS&IS ed 2013

Fonda E., Università di Trieste., La disciplina giuridica del trasporto e della distribuzione del gas naturale: profili pubblicistici

Fondazione ASTRID., Finanziamento delle local utilities e investimenti di lungo termine

Fondazione civicum., Le società controllate dai maggiori comuni italiani; costi, qualità ed efficienza. Edizione 2007., anno 2007

Franceschi L &Comi L., Modelli finanziari per la valutazione d'azienda 2015

Frusciante A., Le vie del gas: l'Italia e le politiche energetiche dell'UE, storia e problemi.

Garofoli R., La nuova giurisdizione in tema di servizi pubblici dopo la Corte costituzionale 6 luglio 2004

Gilardoni A.,Public utilities e infrastrutture. Profili economici e gestionali 2015

Gonnella E, Logiche e metodologie di valutazione d'azienda

Gruppo ASM relazione e Bilancio 2006 .

Guatri L , Bini M., Nuovo trattato sulla valutazione delle aziende, 2005

Homann K, Reimert R, Klocke B The gas engineer's dictionary

Iaricci G.P, Istituzioni di diritto pubblico 2014

IEFE Bocconi., La regolazione delle reti elettriche in italia. Reserarch Report series – issn 2036-1785.

Il sole 24 ore, - ATM 2011

Iren., Relazione congresso 14 settembre 2012

Italgas.it Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura per gli anni 2014/15

Kepler Cheuvreux , Esempio Studi societari Hera., 02/10/2014

La normativa comunitaria per il gas naturale: la direttiva 98/30/CE

Lacchini Z, Valutazione delle aziende

Laura Serafini - Il Sole 24 Ore - leggi su <http://24o.it/HBjKf3>

Mariani, Menaldi& associati, Il servizio di distribuzione del gas naturale, 2009

Martinis B., Petrolio e gas naturale, Utet, Torino, 1985

Massari M., Finanza Aziendale. Valutazione op.cit. pag 269 e segg

Miotto S, Le gare d'ambito per la concessione delle reti gas, Consorzio concessione reti gas 30/06/2015

Miotto S, Le gare d'ambito., Lega delle autonomie locali della Lombardia 10/03/2014

Miotto S, workshop 10/03/2014 Lega delle Autonomie Locali della Lombardia. Valutazione delle reti e ricadute in tariffa.

Molise gestioni srl., Approfondimento su periodo transitorio
<http://www.molisegestioni.it/html/index.php>

Morri G., Le condizioni economiche per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas. N 12/2005

Mulazzani M., I servizi pubblici locali di distribuzione del gas. Milano 2006

Napolitano S.- I servizi pubblici, in www.giustamm.it

Nespor S., Codice dell'Ambiente ed 2009

Ofgem, Gas distribution price control review – Financial model for final proposals. Documento di consultazione, 285/07.

Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione, Ricerche per l'Economia e la finanza

Pareschi A, Relazione Tecnica Ascopiave Spa, Relazione di stima del Comune di Rossano Veneto, Stato consistenza degli impianti al 31.12.2012

Pedriali D., Analisi finanziaria e valutazione aziendale, La logica applicativa con i nuovi principi contabili internazionali. P119

Petrina A, Il processo di liberalizzazione del servizio pubblico di distribuzione del gas, in www.dirittodeiservizipubblici.it

Pirola, Pennuto, Relazione di stima del valore economico di Unigas Distribuzione al 30/06/2008

Porteri A., Relazione di Stima del ramo d'azienda di origine Asm Brescia Spa

PWC Relazione della società di revisione 2501 sexies. Fusione per incorporazione Gemina spa in Atlantia SPA

Redazione Qualenergia., articolo i Consumi gas, in calo del 20% in meno di 10 anni. Crollo per il termoelettrico

Ref Ricerche., Valore residuo delle opere del servizio idrico: cercasi certezze. Rivista luglio 2014

Relazione di stima ai sensi dell'art 2343cc di ASM Brescia S.p.A. oggetto di conferimento in CIGE S.p.A.

Ronco G, Appunti di regolazione tariffaria, Metodi tariffari a confronto. 01/06/2012

Sbarbara G, le gare per la rete di distribuzione del gas, Genova 2012

Sciara Energy consulting, Valore industriale residuo dell'impianto di distribuzione del gas , Stato di consistenza degli impianti al 31.12.2012

Sciara Energy Consulting., Articolo: Gare Gas, del primo blocco nessuna è pronta. 10/02/2015

Senato della repubblica., Legislatura 17 Atto di Sindacato Ispettivo n° 3-01134

Snam., Le infrastrutture, Sistema gas 2015

Snam., Relazione finanziaria 2014, Distribuzione di gas naturale

Staffetta quotidiana, articolo Gare gas, luci e ombre del nuovo DM

Stagnaro C., Il mercato del gas naturale, Rubbettino, 2009, p.13

Studio Cavaggioni, Relazione di Stima comune di Rossano Veneto 31/01/2013

Università degli studi di Trieste., The payoff replication of regulated companies 2008/2009

Utilitiem., Stima e proiezione della Rab 2011., AEEG., Deliberazione 310/2014/R/GAS

Zanetti., Valutazione della società "Distribuzione Gas", articolo in La valutazione delle aziende 2002

APPENDICE NORMATIVA

AEEG allegato 13/514-13

Aeeg art 24 d.lgs n 93/2011

AEEG Delibera 02 dicembre 2015

AEEG Delibera 597/2014/R/com

AEEG Delibera 634/2014/R/GAS, 53/2014/R/GAS

AEEG Delibera. 108/06

AEEG deliberazione n 159/2008

AEEG Documento per la consultazione 275/2015/R/COM

AEEG documento per la consultazione 583/15

AEEG Linee guida per la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore gas

AEEG Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

AEEG seminario su le tariffe dei servizi di distribuzione del gas per il 4° periodo regolatorio 16/10/2013

AEEG, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta marzo 2006 pag 121

AEEG, Sintesi delle osservazioni al documento per la consultazione in materia di "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione pagina 13

AEEG. Deliberazione 367/2014/R/GAS

AEEG., Deliberazione 310/2014/R/GAS

AEEG., Glossario anno 2003

AEEG., Glossario anno 2003 ag 367

AEEG., Glossario anno 2003 ag 368

AEEG., L'Eni è uscita dal gruppo Snam nel 2012. Cap 4 par. 4.2.1

AEEG., raccolta RAB gas, cespiti di proprietà del gestore, 2014

AEEG., Relazione AIR, Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019., deliberazione 573/2013/R/gas

AEEG., Relazione annuale 1998 capitolo 3 pag 180

Allegato 1 d.m 226/2011 da 6 a 42 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento

Allegato A, parte 1 TUDG

Allegato B regolamento gare 226/2011

Art 10 commi 2-3-4 D.M 226

Art 11 comma 13 226/2011

Art 113 D.Lgs.n 267/2000

Art 12 comma 2 bis 106/2015

Art 14 164/2000

Art 17 della RTDG 2009-

Art 17 della RTDG 2009-2012

Art 24 d.lgs. n. 93/2011

Art 32 delibera ARG/GAS 120/08

Art 38 d.lgs. 12 aprile 2006

Art 4 dm 226/2011

Art 5 comma 1 226/2011

Art 5 comma 5 dm 226/2011

Art 5 comma 9 dm 226/2011

Art 822 comma 2 c.c

Art 826 c.c

Art. 21. Separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale; Decreto Legislativo 164

Art. 37. Disciplina delle gare per la distribuzione di gas naturale e nel settore idroelettrico legge 134/2012

Art.5 comma 6 dm 226/2011

Art.7 226/2011 modificato 106/2015

Art.4 comma 11 poi dichiarato illegittimo alla corte costituzionale con sentenza 199/2012)

Autorità garante della concorrenza e del mercato., Indagine conoscitiva del settore del gas metano

Autorità per la vigilanza sui contratti pubblici di lavori, servizi e forniture., Il criterio di aggiudicazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, quaderno dicembre 2011

CEE Direttiva 2009/73 art.18 capo IV

Cons. Stato, sex.consult. atti normativi, n.3598 del 28/09/2011

D.lgs 164/2000

D.m 19/2011

Decreto 12 novembre 2011 modificato cn Dm 106/2015

Decreto Legislativo 164 Art.21 comma 1

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge 14 novembre 1995, n. 481 pag. 8

Gazzetta Ufficiale Comunità Europea L 164 del 30 giugno 1994.

Gazzetta Ufficiale Comunità Europea L 27 del 30 gennaio 1997.

Legge 17 dicembre 2012 n 221

LEGGE DI STABILITA' 2014 e Documento OIC Interpretativo n. 3 del marzo 2009

Legge n 9/2014 L'AEEG

legge. 14 novembre 1995, n. 481

Legge. n. 99/2009 (art. 30, comma. 26)

Lettera F allegato B al bando-tipo

Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas 573/2013/R/GAS

AEEG <http://www.autorita.energia.it/allegati/seminari/140710garegas.pdf>

<http://www.agienergia.it>,

<http://eur-lex.europa.eu>

<http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/14/140603.htm>

<http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/15/151020.htm>

[http://www.comune.rossano.vi.it/web/upload/delibere/CC 6](http://www.comune.rossano.vi.it/web/upload/delibere/CC_6)

[http://www.comune.torino.it/consiglio/norme/D.Lgs._267_2000_aggiornato_al_9_genn
aio_2015.pdf](http://www.comune.torino.it/consiglio/norme/D.Lgs._267_2000_aggiornato_al_9_gennaio_2015.pdf)

<http://www.ilsole24ore.com> Cosa è la RAB e come si calcola? 30/08/2011

<http://www.unipd.it/musei/geologia/approfondimenti/petrolio.html>